

ANÁLISIS DE REISGO RBI PARA UNA ESTACIÓN



MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN
DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

PRESENTA:

ING.EDWARD LEONARDO SÁNCHEZ VELASCO

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNÓLOGICA DE COLOMBIA

BOGOTÁ

2020

IMPLEMENTACIÓN DE UN ANÁLISIS DE RIESGOS RBI BASADO EN NORMA API 580 PARA UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DE CRUDO.

ING. EDWARD LEONARDO SANCHEZ VELASCO

Trabajo de grado, presentado para optar al título de
ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

Dirigido por:
ING. JOSE ANIBAL SERNA



UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE POSTGRADOS
TUNJA
2020

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma: presidente del jurado

Firma: del jurado

Firma: del jurado

Bogotá D.C. 07 de Junio 2020

La autoridad científica de la facultad de ingeniería reside en ella misma, por lo tanto, no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado.

DEDICATORIA

A mi familia y amigos por estar siempre en los momentos más difíciles.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios principalmente por permitirme culminar esta nueva etapa en mi vida

A mi familia por estar siempre ahí con el apoyo incondicional en cada uno de mis proyectos y emprendimientos que me he trazado a lo largo de mi vida

A la universidad pedagógica y tecnológica de Colombia, profesores y tutores por los conocimientos que adquirí durante la formación académica. Y mis compañeros de clase por este apoyo grupal en el desarrollo de todas nuestras actividades.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
RESUMEN.....	13
INTRODUCCIÓN.....	14
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
1.1 FORMULACION DEL PROBLEMA.....	15
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLMEA.....	15
2 JUSITIFICACIÓN	16
3 OBJETIVOS	17
3.1 OBJETIVO GENERAL.	17
3.2 OBJETIVOS ESPECIFICO	17
4 MARCO REFERENCIAL.....	18
4.1 MARCO TEORICO.....	18
4.1.1 INSPECCION BASADA EN RIESGO PRACTICA RECOMENDADA,.....	18
4.1.2 INTEGRIDAD MECANICA.....	19
4.1.3 PLAN DE INSPECCION.	20
4.1.4 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS.	20
4.1.5 MECANIMOS DE DAÑO.	21
4.2 MARCO CONCEPTUAL.	22
4.3 MARCO LEGAL.	23
5 METODOLOGIA.....	25
6 DESARROLLO.....	29
6.1 ANALISIS Y SISTEMETASACION DE LA INFORMACION.	30
6.2 SEGMENTACIÓN DE GRUPOS DE INVENTARIOS.....	36
6.2.1 IDENTIFICACION DE LAZOS DE CORROSIÓN.	40
6.2.2 IDENTIFICACIÓN DE MECANISMOS DE DAÑO.	42
6.3 CALCULO DE PROBABILIDAD Y CONSECUENCIA DE FALLA PARA LOS ACTIVOS DE LA ESTACION DE PRODUCCION DE CRUDO.	44
6.3.1 CALUCULO DE PROBABILIDAD.....	44
6.3.2 CALCULO DE CONSECUENCIAS.....	46
6.3.3 RESULTADO DEL ANALISIS DEL RIESGO.	47
6.3.4 SUCEPTIBILIDAD O PROBABILIDAD DE FALLA.	48

6.3.5	MECANISMO DE DAÑO PREDOMINANTE.....	51
6.3.6	FACTORES DE RIESGO.	51
6.4	PLAN DE INSPECCION.....	54
7	CONCLUSIONES.....	57
8	BIBLIOGRAFIA.	59

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1 Categoría de factor de daño. Fuente Propia[8].....	26
Tabla 2 Descripción de los sistemas evaluados Fuente propia.	29
Tabla 3 Información entrada sistematización. Fuente propia	31
Tabla 4 Discriminación de equipos y líneas por sistema. Fuente propia.	35
Tabla 5 Historial inspecciones de activos. Fuente propia.	36
Tabla 6 Segmentación grupos de inventario. Fuente propia.	37
Tabla 7 Identificación circuitos de corrosión. Fuente propia.....	40
Tabla 8 Screening adelgazamiento thinning. Fuente propia.....	43
Tabla 9 Screening Daños externos fuente Propia.	44
Tabla 10 Score factor de gerenciamiento. Fuente propia	46
Tabla 11 Top 10 de activos con mayor probabilidad de falla. Fuente propia.....	48
Tabla 12 Top 10 de activos con mayor consecuencia de falla. Fuente propia	49
Tabla 13 Comparación top de costo de riesgo actual vs costo de riesgo a futuro. Fuente propia.....	50
Tabla 14 Activos que conforman el 20% del nivel de riesgo total del campo Fuente propia.....	52
Tabla 15 Distribución del costo del programa de inspección basada en riesgo propuesto. Fuente Propia	56

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Matriz de criticidad para la aplicación de RBI Fuente. [2]	19
Ilustración 2 Modelo de gestión de riesgos RBI.Fuente [8]	26
Ilustración 3 Fases principales del modelo de gestión de riesgos Fuente [8]	27
Ilustración 4 Repositorio de carga del software Synergi Plant Fuente propia.	28
Ilustración 5 Carga de sistemas y activos en el software Synergi Plant Fuente propia.....	28
Ilustración 6 descripción del proceso. Fuente Propia.....	30
Ilustración 7 Isométrico. Fuente propia	35
Ilustración 8 Matriz de riesgo. Fuente propia.	47

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1 Discriminación de los diámetros proveniente de ingeniería. Fuente propia.	33
Gráfica 2 discriminación de activos estación los ángeles. Levantado en campo Fuente Propia	34
Gráfica 3 Factor de gerenciamiento. Fuente propia.	46
Gráfica 4 Distribución de riesgo por sistemas. Fuente propia	48
Gráfica 5 Porcentaje de activos con factor de daño superior a 10 por tipo de activo Fuente propia.	51
Gráfica 6 Diagrama de Pareto del nivel de riesgo de la estación vs diagrama genérico Fuente propia.	52
Gráfica 7 Distribución del plan de inspección para activos de la estación. Fuente propia	55
Gráfica 8 Distribución del costo del programa de inspección basada en riesgo propuesto. Fuente propia	55

LISTA DE ESQUEMAS.

Esquema 1 segmentación grupos de inventarios. Fuente Propia	39
Esquema 2 Descripción de lazos o circuitos de corrosión. Fuente propia.	41

GLOSARIO

ABOLLADURA: depresión en la superficie de una tubería.

API: Siglas en ingles del instituto americano del petróleo

ASME: siglas en ingles de sociedad americana de ingenieros mecánicos.

ASNT: siglas de la sociedad americana de pruebas no destructivas.

CONSECUENCIA: resultado de un evento puede ser una o más consecuencias, el rango de consecuencias puede ser positivo o negativo sin embargo las consecuencias siempre son negativas para los aspectos de seguridad las consecuencias pueden ser expresadas cualitativa o cuantitativamente contra el criterio de riesgo dado para determinar el significado del riesgo. La evaluación del riesgo puede usarse para ayudar en la aceptación o decisión de mitigación.

DETERIORO: reducción en la habilidad de un componente para proporcionar su propósito intencional del contenido de fluidos esto puede ser causado por varios mecanismos de daño por ejemplo adelgazamiento, agrietamiento, daño mecánico

EQUIPO: un ítem individual que hace parte de un sistema ejemplos(dispositivos de alivio, recipientes a presión, tuberías, calderas y quemadores.

EVENTO: ocurrencia de un conjunto particular de circunstancias. El evento puede ser cierto o incierto. El evento puede ser simple o múltiple. La probabilidad asociada con el evento puede ser estimada para un periodo de tiempo dado

FACILIDAD: alguna locación que contiene equipos, o componentes para ser abordado en virtud de este.

FALLA: Finalización de la habilidad de un sistema, estructura, o componente para

FUENTE: Cosa o actividad con un potencial para la consecuencia. La fuente en un contexto de seguridad es un riesgo.

HAZOP: siglas en ingles de evaluación de riesgos y operabilidad.

INSPECCIÓN: actividades desarrolladas para verificar que los materiales la fabricación, el montaje, la examinación, las pruebas, las reparaciones y otros datos relevantes de los equipos están conforme a códigos aplicables a la ingeniería o procedimientos requeridos por los propietarios o dueños. La inspección incluye la planeación implementación y evaluación de los resultados de inspección

actividades externas internas o en servicio o la combinación de las tres para equipos a presión

ISO: organización internacional para la estandarización

MITIGACION: Limitación de cualquier negativa o reducción en la probabilidad de un evento particular.

NACE: asociación nacional de ingenieros de corrosión

NDT: siglas en inglés de pruebas no destructivas.

PMI: siglas en ingles identificación positiva de materiales.

PROBABILIDAD: Magnitud a la que un evento es probable a ocurra dentro De un tiempo considerado.

RBI: siglas en ingles inspección basada en riesgos.

RIESGO: combinación de la probabilidad de un evento por una consecuencia en algunas situaciones el riesgo es una desviación de lo esperado cuando la probabilidad y la consecuencia son expresadas numéricamente el resiego es el producto.

RESUMEN

Un análisis de inspección basada en riesgo tiene varios objetivos como salvaguardar la vida humana, el medio ambiente, las instalaciones, activos, y la producción de las organizaciones. Este análisis se enfoca en la identificación de mecanismos de degradación, que pueden aumentar la probabilidad de falla de los activos o equipos analizados y las consecuencias que éstos pueden causar por la pérdida de contención en caso de falla.

Para la estación de producción de crudo se seleccionó la implementación de un análisis de inspección basada en riesgo (RBI) (teniendo en cuenta la práctica recomendada por API 580, y API 581 Metodología RBI. Este análisis busca obtener como resultado la identificación de los mecanismos de daño a los que están expuestos cada uno de los equipos o componentes de la planta “equipo estático” y determinar la probabilidad o susceptibilidad a la falla, para evitar que los equipos o componentes generen impactos negativos en la salud, el medio ambiente y la producción de la planta.

Como resultado final, esperamos obtener una organización jerárquica por criticidad de componentes y equipos debido a las condiciones actuales de operación, para determinar y realizar un plan de mantenimiento, en el cual se describe si el equipo y/o componente esta apto para seguir en servicio o si requiere una intervención inmediata o a futuro, realizando la programación de las inspecciones y verificar así el estado de los componentes y equipos, en conjunto con una inspección de monitoreo para comprobar las condiciones de operación.

INTRODUCCIÓN

Las fallas en equipos por pérdida de la contención que componen una estación de producción: tanques, calderas vasijas, recipientes a presión y tubería. Genera un alto grado de interés debido a sus consecuencias: la salud, el medio ambiente pérdidas de producción, pérdidas económicas e imagen de la compañía. Para esto es muy importante identificar el estado de los equipos y/o componentes nombrados anteriormente, para determinar la consecuencia e impacto que estos podrían lograr si se llegara a presentar la pérdida de contención.

Esta monografía pretende implementar metodología de inspección basada en riesgo (RBI) de la practica recomendada API 581 para realizar la valoración de riesgo para establecer planes de inspección de acuerdo con nivel de riesgo y límites máximos de re inspección de los códigos de inspección de la estación de producción. El total de activos analizados son 442 líneas de proceso, 16 Recipientes a presión, 6 filtros, 1 intercambiador de calor tipo FIN/FAN y 11 tanques de almacenamiento atmosféricos (AST) y 17 válvulas de seguridad PSV s. Este estudio no incluye líneas de flujo por estar fuera del alcance de la técnica.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 FORMULACION DEL PROBLEMA.

¿Qué impacto generara en una planta de producción la falla de un equipo elemental para la organización?

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLMEA

La deshidratación del crudo extraído en los pozos de producción requiere de distintos procesos para obtener el crudo final de venta que será enviado a puertos de exportación y refinerías. Estos procesos requieren la interacción de equipos y líneas los cuales están sometidos a distintas condiciones operacionales y son susceptibles a mecanismos de daño, que pueden generar daños y esto conlleva a perdidas de contención, estas pérdidas generan grandes problemas, debido a que en algunos casos se tiene que parar la producción de la planta, en otros se expone a personal y trabajadores que estén en áreas cercanas donde se produce la falla, conociendo que el fluido contenido puede estar a presiones y temperaturas que pueden ser perjudiciales para la salud. Si el fluido de la perdida de contención tiene un contacto con un yacimiento o un nacedero de agua este será contaminado, para evitar estas situaciones donde se pone en riesgo la integridad de los equipos, es necesario saber que equipos son los más críticos en el proceso, y debo hacer un seguimiento y monitoreo constante para evitar que el impacto que me genere una pérdida de contención sea muy alto, y me lleve a tener perdidas de mis activos, perdidas de dinero por paras de producción daño a la imagen de la compañía y hasta accidentes y fatalidades.

Para el óptimo desarrollo de un plan de mantenimiento en el cual podamos centrar los recursos y tener mayor costo efectivo, en los equipos y componentes que realmente requiramos mitigar o bajar un poco el riesgo a la falla es muy importante tener la jerarquización de equipos según su riesgo.

2 JUSITIFICACIÓN

En las plantas productoras de crudo en sus políticas empresariales tienen como objetivo el 0 número de accidentes e incidentes, ya que para estas compañías prima la vida el medio ambiente y el daño a activos y bienes propios. Los equipos y componentes que conforman una planta de producción de crudo está sometido a unos mecanismos de daño debido a sus condiciones operacionales. Por esta razón es necesario realizar planes de inspección y mantenimiento que garantice el correcto funcionamiento y la integridad de estos componentes y equipos.

La metodología de la inspección basada en riesgos tiene como fin minimizar el tiempo de inactividad por paradas y mantenimientos no programados, asegurar la longevidad de elementos equipos y tuberías, que componen una planta de producción de crudo, aumentando la efectividad de planes de inspección minimizando riesgos para la salud, el medio ambiente, la producción y la imagen de la compañía.

Los planes de inspección basada en riesgos identifican equipos los cuales no es necesario inspección o mitigación porque su impacto a una posible falla es bajo, de esta manera las actividades de inspección y mantenimiento pueden ser enfocadas y con un mayor costo efectivo a equipos y componentes que así lo requieran. Esta metodología también proporciona un vehículo para mejorar continuamente en la inspección de instalaciones y sistemáticamente reducir el riesgo relacionado con las fallas, ya que produce planes de inspección y mantenimiento el cual identifica las acciones a las cuales deberían estar implementadas para proporcionar una confiabilidad y una operación segura.[1]

El presente trabajo tiene como fin implementar una metodología de inspección basada en riesgo (RBI) a una planta de producción de crudo que se encuentra en su etapa de crecimiento la cual no tiene mas de 5 años de construcción, y no se han identificado los equipos y los cuales me generen un mayor impacto en su fallo.

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL.

Implementar la metodología inspección basada en riesgo de la práctica recomendada RP API 581 y realizar la valoración del riesgo de los límites establecidos, establecer planes de inspección de acuerdo a nivel de riesgo de cada uno de los activos.

3.2 OBJETIVOS ESPECIFICO

- Análisis y sistematización de la información sobre levantamiento de línea base, documentos de ingeniería como lo son PFD diagramas de procesos, isométricos e inspecciones anteriores
- Realizar segmentación de grupos de inventarios, definir lazos de corrosión y mecanismos de daño a los cuales están sometidos los activos, con la finalidad de hacer un cargue masivo de los sistemas existentes en la estación productora de crudo. Utilizando la herramienta Sinergy Plant®
- Ejecutar el estudio inspección basada en riesgos RBI con la herramienta informática Sinergy Plant® para los activos fijos dentro del alcance de la técnica incluyendo el análisis de probabilidad y consecuencia para determinar el riesgo relativo de estos activos.

4 MARCO REFERENCIAL

4.1 MARCO TEORICO

Para la realización de esta monografía y la construcción del marco teórico, no se tiene información acerca de investigaciones similares de construcción de metodología de inspecciones basada en riegos. Para esta construcción se seguirán los estándares de API, ASME. Los cuales nos brindan todos los pasos a seguir para una implementación de esta metodología, dependiendo las condiciones de la estación y equipos que tengamos.

4.1.1 INSPECCION BASADA EN RIESGO PRACTICA RECOMENDADA,

La Inspección Basada en Riesgos (RBI, por sus siglas en inglés: “Risk Based Inspection”) es una estrategia de gestión tecnológica que identifica, evalúa y realiza un tamizaje de los riesgos industriales partiendo del estudio de la integridad de los equipos, conducciones, sistemas y estructuras. Partiendo de proyecciones de tiempo de vida media y falla de los equipos, la Inspección Basada en Riesgos induce a que los ingenieros deban diseñar estrategias de inspección que coinciden de la manera más eficiente con los mecanismos de degradación proyectados. Esta metodología deberá responder de manera proactiva a las preguntas sobre el qué, el cuándo y el cómo inspeccionar. Dando prioridad a los elementos con alta probabilidad y consecuencia de falla (elementos de alto riesgo), esta estrategia permite una inversión racional de los recursos de inspección y mantenimiento.[2]

una metodología de mantenimiento enfocada al aseguramiento de la integridad de equipos estáticos de una manera costo efectiva sin comprometer la seguridad, es decir, la metodología consiste en la evaluación del nivel de riesgo de cada componente estático de una instalación de la refinería. El nivel de riesgo es evaluado a través del cálculo de la frecuencia de falla de cada equipo como una función directa de los mecanismos de daño que puedan afectar a cada equipo (según lazos de corrosión) y del cálculo de las consecuencias económicas, daños al personal, la instalación, medio ambiente y pérdidas de producción.[3]

”. ¿Cómo se mide el riesgo?

El riesgo es una combinación de probabilidad y consecuencia. Una manera cualitativa de clasificar el nivel de riesgo de un activo es por medio de la matriz de criticidad del riesgo que se presenta en la figura 1. En esta matriz se han establecido seis niveles de criticidad, a saber: (E) Extremo, (A) Alto, (MA) Medianamente alto, (M) Medio, (B) Bajo y (D) Despreciable.[2]

		CRITICIDAD					
PROBABILIDAD	E	MA	MA	A	E	E	
	A	M	MA	MA	A	E	
	M	M	M	M	MA	A	
	B	B	B	M	MA	MA	
	D	D	B	M	M	MA	
FRECUENCIA	D	B	M	A	E		

Ilustración 1 Matriz de criticidad para la aplicación de RBI Fuente. [2]

Las probabilidades de falla se evalúan respondiendo cuestionarios que tienen en cuenta consecuencias en las siguientes áreas: económicas, de salud y seguridad y medio ambiente. La de mayor severidad es la que determina la clase de consecuencia del componente y se introduce en la matriz.[2]

Metodología para la aplicación de la RBI

Esta metodología se fundamenta en las normativas API RP-580 y API PUB-581 que permiten caracterizar el riesgo asociado a los componentes estáticos de un sistema de producción sometidos a corrosión, con base en el análisis del comportamiento histórico de fallas, modos de degradación o deterioro, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales tomando en cuenta al mismo tiempo la calidad y efectividad de la inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas. La Inspección Basada en Riesgo tiene la siguiente metodología: Recolección de datos e información. Análisis del riesgo. Evaluación de consecuencias. Evaluación de la probabilidad de falla (veces/año). Evaluación del riesgo (mediante matriz de riesgos). Clasificación de los riesgos. Revisión del plan de inspección. Revaluación del plan de inspección.[2]

4.1.2 INTEGRIDAD MECANICA.

Se puede definir como una filosofía de operación y mantenimiento la cual tiene como finalidad asegurar el correcto funcionamiento de un sistema, (tuberías, tanques, recipientes, vasijas, calderas, intercambiadores etc...) mediante seguimiento de implementación de acciones correctivas, y con la finalidad de implementar acciones preventivas todo esto para disminuir un impacto negativo, en caso de que se llegue a la falla. El objetivo es asegurar el correcto funcionamiento para contribuir a la

seguridad de los procesos, la salud y protección de los trabajadores, salvaguardar el medio ambiente y las finanzas de la empresa.

4.1.3 PLAN DE INSPECCION.

Los propósitos primarios de una inspección es observar y reportar el mecanismo de daño luego especificar la necesidad de reparar o modificar. La planeación para la inspección implica identificar potenciales mecanismos de daño para proponer una actividad de inspección directa. La inspección requiere obtener información sobre la condición física del elemento inspeccionado, el que conducirá a determinar la causas de algunos deterioros o tasas de deterioro. Desarrollando una base de datos de información de históricos de inspección, el usuario puede predecir y recomendar reparaciones y modificaciones a futuro, para prevenir o retardar el deterioro futuro y lo mas importante prevenir las pérdidas de contención. Estas acciones pueden generar un incremento en las seguridad operacional, reducir costos de mantenimiento y operaciones más eficientes y confiable.[4]

Un plan de inspección es desarrollado a través de un trabajo colaborativo por el inspector, ingeniero, especialista en corrosión y el personal de operación el equipo puede considerar varios datos como lo son rangos de temperatura de operación, rangos de presión, nivel contaminante del fluido de proceso, material de construcción, configuración y diseño del sistema interacción de los procesos e históricos de mantenimiento e inspección. Y en adicción otra información puede ser consultada incluyendo publicaciones API, NACE para obtener información sobre experiencias de sistemas similares. Toda esta información proporciona bases para definir los mecanismos de daño y la localización donde estos ocurren. Conociendo las capacidades y limitaciones de los ensayos no destructivos permite seleccionar la mejor técnica de inspección para determinar y cuantificar el mecanismo de daño particular en la locación específica. Comunicación continua con el personal de operaciones cuando cambien los procesos que puedan afectar el mecanismo de daño y tasas de corrosión críticas para mantener un plan de inspección actualizado.[4]

4.1.4 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS.

Los ensayos no destructivos (END) aparecen como una expresión de la actividad inteligente del hombre en sus primeros deseos de dominar y transformar la naturaleza. Los ensayos no destructivos son exámenes o pruebas que son utilizados para detectar discontinuidades internas y/o superficiales o para determinar propiedades selectas en materiales, soldaduras, partes y componentes; usando técnicas que no alteran el estado físico o constitución química, dañen o destruyan los mismos. Dentro los ensayos no destructivos están incluidos la inspección por radiografía, inspección por partículas magnéticas, inspección por líquidos penetrantes, inspección visual y también inspección por ultrasonido. El propósito de estos ensayos es detectar discontinuidades superficiales e internas en

materiales, soldaduras, componentes e partes fabricadas. La falla es el daño de una pieza que no le permite continuar en servicio, causando la sustitución prematura de los componentes. Refiriéndonos a prematuro por la sustitución de la pieza antes de haber alcanzado su vida útil especificada en el diseño. La falla de los materiales puede producirse por defectos de fabricación, errores de operación o inadecuada selección de materiales.[5]

4.1.5 MECANISMOS DE DAÑO.

La norma API 571 agrupa los mecanismos de daños comunes para la industria de la refinera, petroquímica. Estos están divididos en 4 grupos.

- Fallas mecánicas y metalúrgicas
- Pérdida de espesor localizadas uniformemente
- Corrosión a alta temperatura
- Agrietamiento asistido por el medio ambiente.[6]

Los siguientes son los mecanismos de daño son los que probablemente se van a identificar en esta monografía.

- Erosión: es la remoción mecánica de material acelerado de la superficie causado por el movimiento relativo del fluido o impacto de este, degradando la superficie y generando corrosión por erosión. Este daño se produce al eliminar las películas o escamas protectoras o exponer la superficie del metal a una mayor corrosión por la combinación de las dos[6]
- Cavitación: es una forma de erosión causada por la formación de e instantáneo colapso de innumerable pequeñas burbujas de vapor, las burbujas que colapsan ejercen fuerzas de impacto severas que pueden resultar en una pérdida de metal conocida como daño por cavitación.[6]
- Fatiga mecánica: el agrietamiento por fatiga es una de las formas de degradación que ocurre cuando un componente esta expuesto a esfuerzos cíclicos por un periodo extendido algunas veces resulta en falla repentina, estos esfuerzos pueden surgir de la carga mecánica o del ciclo térmico y por lo general están muy por debajo del límite elástico del material.[6]
- Corrosión galvánica: una forma de corrosión que puede ocurrir en la unión de metales diferentes cuando se unen en un electrolito adecuado, como un ambiente húmedo o acuoso, o suelos que contienen humedad todos los metales a excepción de la mayoría de los metales nobles.[6]
- Corrosión atmosférica: una forma de corrosión que se produce a partir de la humedad asociada a las condiciones atmosféricas los ambientes marinos y los ambientes industriales húmedos y contaminados con contaminantes del

aire son los mas graves los ambientes rurales secos causan muy poca corrosión.[6]

- Corrosión bajo aislamiento: hace referencia al fenómeno de corrosión que se presenta en componentes ferríticos, que se encuentran recubiertos con aislamiento térmico el fenómeno es originado por el ingreso de agua y otros agentes corrosivos, o la condensación de agua en el espacio anular existente entre el acero y el aislamiento.[6]
- Corrosión causada por CO₂: esta resulta cuando el CO₂ se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃). El ácido puede disminuir el PH en suficientes cantidades y puede generar corrosión y picadura del acero al carbono.[6]
- Corrosión inducida microbiológicamente: una forma de corrosión causada por organismos vivos como lo son bacterias algas o hongos por lo general asociado a la presencia de tubérculos o sustancias orgánicas pequeñas.[6]
- Corrosión causada por el suelo: el deterioro de metal expuesto a suelos esta relacionado a la corrosión del suelo y la severidad de la corrosión esta determinada por muchos factores como lo son la temperatura, acides, disponibilidad de oxígeno, resistividad del suelo tipo de suelo.[6]

4.2 MARCO CONCEPTUAL.

Para el marco conceptual tomaremos conceptos descritos de la norma API 580 de la práctica recomendada:

ARBOL DE EVENTOS: una herramienta analítica que organiza y caracteriza ocurrencias potenciales en una manera gráfica y lógica y muestra los eventos con relación a los otros. [1]

COSTO EFECTIVO: una actividad que es efectiva para resolver un problema por ej. algunas formas de mitigación es un uso financieramente solido de recursos.[1]

DAÑO O DETERIORO MECANICO: un proceso el cual induce cambios micros o macros en el material sobre el tiempo y estos perjudican la condición o las propiedades mecánicas del material. El mecanismo de daño es usualmente acumulativo y estos se incrementan y en algunas instancias irreversibles. Los mecanismos de daños comunes son corrosión, stress corrosión cracking, erosión fatiga, fractura y envejecimiento térmico. De interés es la pérdida de las

componentes en el equipo en el contenido presurizado. Los ejemplos de los modos de falla son agujeros pequeños, grietas, y ruptura.[1]

ESPECIALISTA EN CORROSIÓN: una persona calificada procesos químicos específicos, mecanismos de degradación por corrosión, selección de métodos de mitigación de la corrosión técnicas de monitoreo de corrosión y su impacto en los equipos a presión.[1]

EVALUACION DEL RIESGO: Proceso global del análisis de riesgo y evaluación de riesgo.[1]

FITNESS FOR SERVICE ASSESMENT: una metodología donde los daños o defectos determinados en un componente o equipo son evaluados para determinar la aceptabilidad para continuar en servicio. [1]

MITIGACIÓN DEL RIESGO: Proceso de selección y aplicación de medidas para modificar el riesgo. El término mitigación del riesgo a veces es usado para medirse así misma. [1]

INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO: Una evaluación de riesgo y administración del proceso que está enfocada en la pérdida del contenido del equipo presurizado en las instalaciones del proceso, debido al deterioro del material. Estos riesgos son manejados principalmente a través de la inspección del equipo. [1]

MODO DE FALLA: la manera de fallar para RBI la falla significa la pérdida de contención o presión de partes de un equipo ejemplos de fallas puede ser huecos grietas y ruptura. [1]

REDUCCIÓN DEL RIESGO: Acciones tomadas para disminuir la probabilidad, consecuencias negativas, o ambas asociadas con un riesgo particular. [1]

RIESGO ABSOLUTO: Una ideal y exacta descripción y cuantificación del riesgo. [1]

RIESGO NO MITIGADO: el riesgo antes de las actividades de mitigación. [1]

RIESGO RESIDUAL: El riesgo remanente después de la mitigación de riesgo. [1]

TOLERANCIA DE DAÑO: la cantidad de deterioro que un componente puede resistir sin fallar. [1]

4.3 MARCO LEGAL.

La siguiente monografía se registrará bajo la normatividad de los siguientes estándares, normas técnicas y códigos.

NTC (Norma Técnica Colombiana)

- NTC 1486, norma técnica colombiana documentación, presentación de tesis, y otros trabajos de de investigación [7]

API (American Petroleum Institute)

- API 510. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair and Alteration.
- API 2015. Requirements for safe entry and cleaning of petroleum storage tanks. 2018.
- API 580 Risk Based inspection Recomended practice 2016[1]
- API 581 Risk Based Inspection Methodoly 2016[8]
- API 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 2011[6]
- API RP 12R1. Recommended Practice for Setting, Maintenance, Inspection, Operation, and Repair of Tanks in Production Service. 2008.
- API RP 575. Inspection of Atmospheric and Low-Pressure Storage Tank. 2014.
- API STD 650. Welded Tanks for Oil Storage. 2012.
- API STD 653. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. 2018.[9]
- API 570. Piping Inspection Code.[10]
- API RP 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. 2013.
- API SPEC 5L - Specification for Line Pipe. 2012.[11]
-

ASME (The American Society of Mechanical Engineers)

- ASME B16.5-2017. Pipe Flanges and Flanged Fittings: NPS 1/2 through NPS 24 Metric/Inch Standard.
- ASME B31.3 Process Piping Guide.
- ASME B36.10M - Welded and Seamless Wrought Steel Pipe. 2004.

ASTM (American Society for testing and materials)

- ASTM A36-14. Standard Specification for Carbon Structural Steel.
- ASTM A53-12. Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless.

NACE (National Association of Corrosion Engineers)

- Manual de inspectores de recubrimiento NACE.[12]

5 METODOLOGIA.

A continuación, veremos la metodología que se utilizó para la realización de esta monografía, los pasos que se tuvieron en cuenta para el desarrollo de la implementación de metodología de inspección basada en riesgo para una planta de producción de crudo.

La metodología que se tomó para el desarrollo de esta monografía es una investigación tipo cuantitativo donde la recolección de datos iniciales tomados de documentos de ingeniería como lo son P&ID'S isométricos planos PFD, histórico de inspecciones, y línea base realizada previamente.

El cálculo del nivel de riesgo de un activo o componente se basa en la determinación de la probabilidad o susceptibilidad a la falla, por efecto de los mecanismos de daño a los cuales se encuentra sometido y la consecuencia resultante puede llegar a ser una pérdida de contención del fluido de proceso que contiene y puede tener una posible afectación al medio ambiente, la salud y la producción, entre otras.

La susceptibilidad y la consecuencia se combinan para estimar el riesgo de cada componente los cuales pueden ser priorizados con base en el nivel de riesgo calculado, pero la susceptibilidad, la consecuencia y el riesgo, deben ser analizados separadamente, con el objeto de identificar cual genera mayor contribución al nivel de riesgo.

El análisis de susceptibilidad, incluye una serie de fases utilizadas para evaluar el efecto específico de los mecanismos de daño sobre la susceptibilidad de falla. Estas fases se mencionan a continuación:

- Revisión general de la operación para identificar los mecanismos de daño activos.
- Determinación el grado de deterioro según las inspecciones anteriores.
- Cuantificar la efectividad del programa de inspección.
- Calcular el factor de daño para modificar la frecuencia genérica de la falla establecida para el componente específico.

Con el fin de correlacionar el valor de factor de daño con la categoría de susceptibilidad de la Matriz de riesgo, se tomó como referencia los siguientes rangos, según lo establecido en API RP 581[8]:

Tabla 1 Categoría de factor de daño. Fuente Propia[8]

Categoría	Rango D_f
1	$D_f \leq 1$
2	$1 < D_f \leq 10$
3	$10 < D_f \leq 100$
4	$100 < D_f \leq 1000$
5	$D_f > 1000$

Las consecuencias de la falla o fuga de un material peligroso son calculadas teniendo en cuenta lo siguiente:

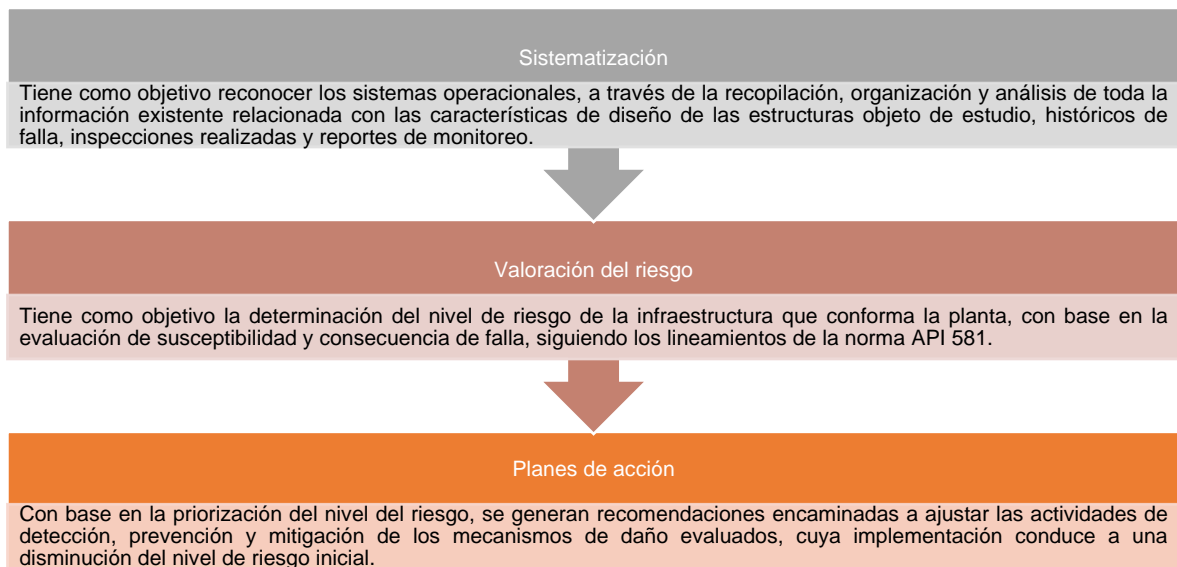
- Estimación de la velocidad de fuga basada en los potenciales escenarios desarrollados para la pérdida de integridad.
- Predicción de los diferentes eventos de fuga y liberación no controlada.
- Aplicación de los modelos de causa-efecto para estimar las consecuencias.
- Niveles de consecuencia establecidos por en su matriz de riesgos corporativa.

En la siguiente figura se muestra un diagrama simplificado que describe los elementos necesarios para implementar un proceso de inspección basado en riesgo. Todos los elementos mostrados en este diagrama son necesarios para implementar un programa de RBI completo (sin importar el tipo de RBI que se aplique).



Ilustración 2 Modelo de gestión de riesgos RBI. Fuente [8]

A continuación, se explica cada una de las 3 fases anteriores más importantes para el estudio de RBI realizado bajo la metodología API 581.



***Ilustración 3** Fases principales del modelo de gestión de riesgos Fuente [8]*

Los efectos inflamables y ambientales están cubiertos en la metodología de Inspección Basada en Riesgo RBI. El riesgo final es determinado en términos de riesgos de seguridad “Safety Risk” y el riesgo financiero “Financial Risk”. El Safety Risk se determina por la selección de uno de los efectos de las consecuencias citadas anteriormente. El Financial Risk se reporta en término de dólares incluyendo la parte del Safety Risk y las pérdidas de producción ocasionadas por el tiempo de parada.

La unificación e integración de la información recolectada se realizó mediante el diligenciamiento de los campos requeridos en el repositorio de información de la herramienta Synergi Plant, que una vez ingresada se utilizaron en la ejecución de las corridas de la metodología de inspección basada en riesgo (RBI).

El diligenciamiento de esta información fue necesario para el análisis cuantitativo de los activos de la estación productora de crudo y están agrupados en el software en las siguientes figuras. La fuente de información para esta actividad fue el conjunto de documentos suministrados de la data de informes e históricos, que básicamente fueron más de 15 GB, 414 Carpetas y 5632 archivos que fueron sistematizados en el repositorio y cargados al software Synergi Plant® como se muestra a continuación:

						Scope						
Use	Plant	Production Unit	Process Units	Process Unit	Name	Screening Scope	Detailed Assessment	Pipe Type	Equipment Item	Equipment It	Asset ID	
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-001-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	Agua abajo de la 131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-001			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-002-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-001			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-003-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	Agua abajo de la 131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-001			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-004-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	Agua abajo de la 131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-001			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-005-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-004 131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-001			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-006-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	Agua abajo de la 131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-001			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-007-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-001			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-008-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-010 131-4-PF-100-009			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-009-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-011 131-4-PF-100-009			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-010-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 4" P-1A0001-1CS 131-4-PF-100-010			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-011-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-010 131-4-PF-100-011			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Pozos de producción	131-4-PF-100-012-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	Agua abajo de la 131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-012			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-013-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	4" P-1A30001-3CS 131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-013			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-014-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-014			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-015-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-015			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-016-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-016			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-017-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-017			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-018-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-018			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-019-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-019			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-020-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-020			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-021-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-021			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-022-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-022			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-023-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-023			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-024-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-024			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-025-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-025			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-026-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-026			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-027-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-002 131-4-PF-100-027			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-6-PF-100-028-D-No	1 Yes	PIPE-6	PIPE-6	131-4-PF-100-006 131-4-PF-100-028 131-6-PF-100-028			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-6-PF-100-029-D-No	1 Yes	PIPE-6	PIPE-6	131-6-PF-100-006 131-4-PF-100-028 131-6-PF-100-029			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-6-PF-100-030-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-028 131-6-PF-100-029 131-6-PF-100-030			
yes	CEPSA-PERU	LOS ANGELES	Process Units	Sistema Deshidratación de crudo	131-4-PF-100-031-D-No	1 Yes	PIPE-4	PIPE-4	131-4-PF-100-024 131-4-PF-100-031 131-4-PF-100-030			

Ilustración 4 Repositorio de carga del software Synergi Plant Fuente propia.

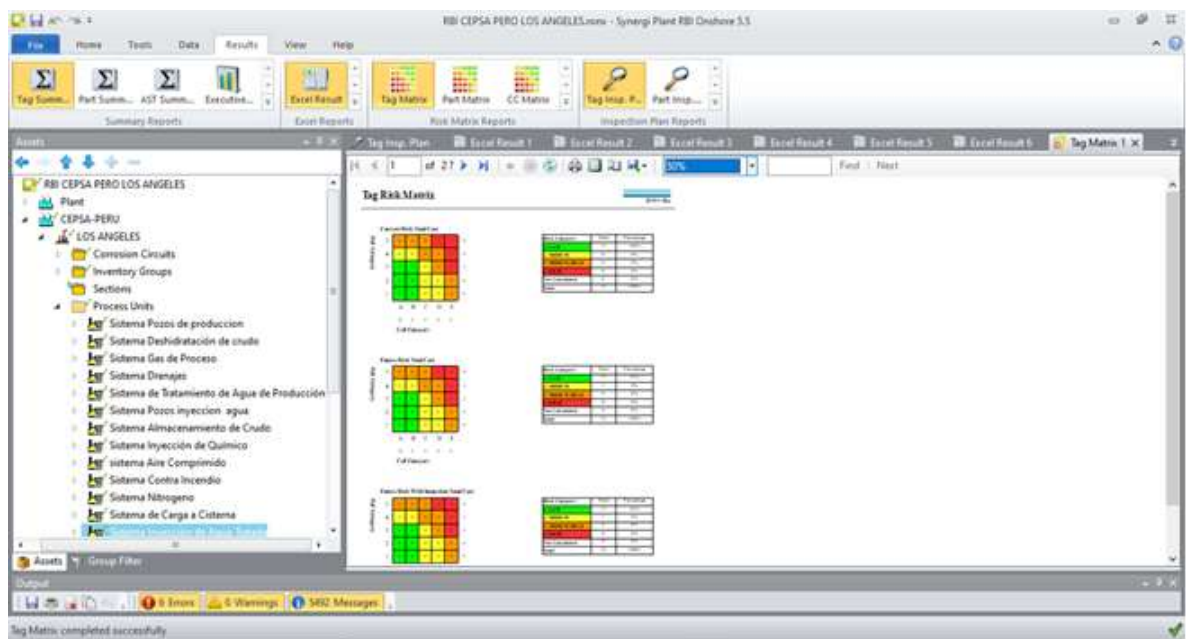


Ilustración 5 Carga de sistemas y activos en el software Synergi Plant Fuente propia

6 DESARROLLO.

A continuación, se describirá la planta de producción de crudo liviano API 45. A la cual fue evaluada bajo la metodología RBI 581: la planta inicio su construcción en el segundo semestre de 2017 y fue entregada en mayo de 2018. Los sistemas evaluados fueron: pozos de producción 5 pozos de producción llegan a la planta, deshidratación de crudo este consta con 2 trenes idénticos de separación con una capacidad de 3438 bopd y 6250 bwpd. Allí este envía fluido, crudo deshidratado a tanques de almacenamiento el agua a una planta de tratamiento y el gas a una unidad de tratamiento de gas. El sistema de almacenamiento cuenta con 2 tanques atmosféricos de techo fijo con capacidad de 10000 bbl, el agua filtrada de los separadores es enviada a un tanque estabilizador capacidad de 1000 bbl y de aquí es enviada a el paquete de tratamiento de agua. Sistemas de drenajes abiertos y cerrados y sistemas misceláneos. Fueron: 442 líneas de proceso 16 Recipientes a presión, 6 filtros, 1 intercambiador de calor tipo FIN/FAN y 11 tanques de almacenamiento atmosféricos (AST). Este estudio no incluye líneas de flujo (flowlines) por estar fuera del alcance de la técnica. Ver tabla 2.

Tabla 2 Descripción de los sistemas evaluados Fuente propia.

SISTEMA	Total, de activos evaluados
Sistema Aire Comprimido	41
Sistema Almacenamiento de Crudo	23
Sistema Contra Incendio	36
Sistema de Carga a Cisterna	33
Sistema de Tratamiento de Agua de Producción	61
Sistema Deshidratación de crudo	88
Sistema Diesel	6
Sistema Drenajes	121
Sistema Gas de Proceso	33
Sistema Inyección de Agua Tratada	12
Sistema Inyección de Químico	11
Sistema Nitrógeno	9
Sistema Pozos de producción	11
Sistema Pozos inyección agua	1
Total general	487

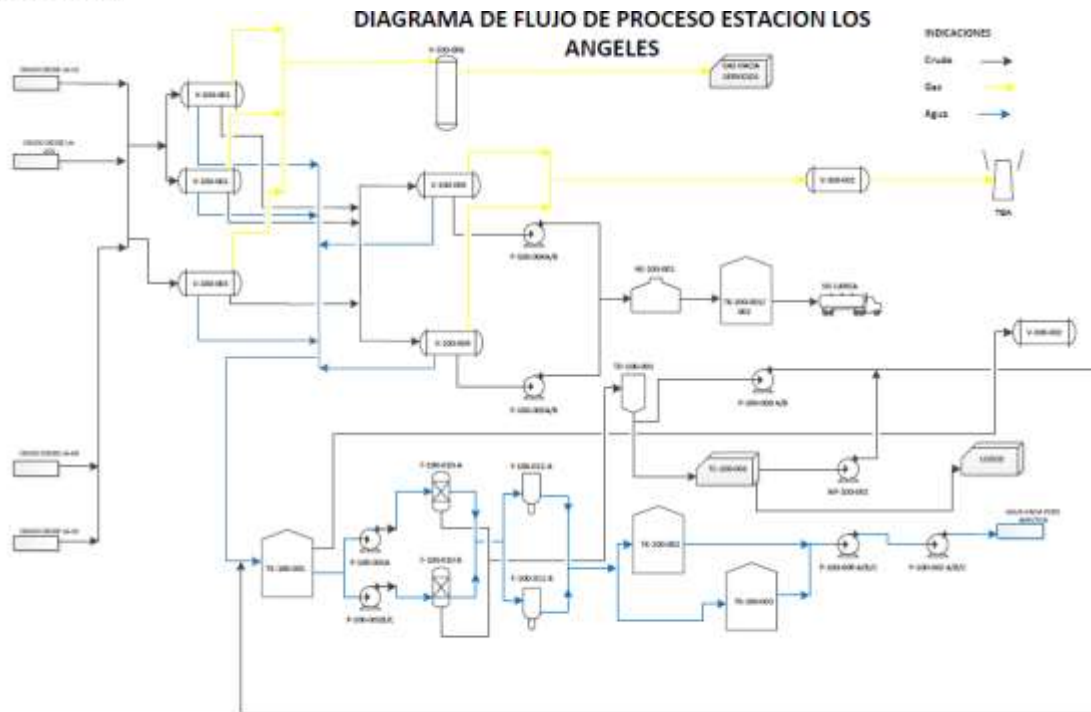


Ilustración 6 descripción del proceso. Fuente Propia.

6.1 ANALISIS Y SISTEMATIZACION DE LA INFORMACION.

Las siguientes fueron las etapas que se siguieron para la evaluación de la metodología RBI.

- Recolección de la información.

Se inicio con un proceso de identificación de equipos y líneas de proceso por medio de la ingeniería que se tenía de la estación: Los P&ids, PFD's, piping clase y especificaciones de construcción de la estación. De allí se organizaron datos como lo son: tag de la línea o equipo, diámetro, sistema al que pertenece, fecha de puesta en servicio, P&ID al cual corresponde, presión y temperatura de diseño, presión y temperatura de operación, capacidad, tipo de fluido que transporta o almacena, el peso, tipo de material y espesor nominal. Esta información se organizó en una matriz de Excel para cada uno de los equipos y líneas.

básicamente fueron más de 15 GB, 414 Carpetas y 5632 archivos. A continuación, se presenta un resumen de la información recolectada en la etapa de sistematización para poder obtener datos de entrada de los activos del campo Los Angeles:

Tabla 3 Información entrada sistematización. Fuente propia

Nombre	INFORMACIÓN DISPONIBLE	Comentarios y/o documento asociado
Planos de diseño y construcción de activos.	✓	HOJA DE DATOS CEPSE PERU AEROFOTO.xls 131-LA-17401-000-16-001-1_1-0 131-LA-17401-000-16-002-1_1-0 PE-LA3X-15401-000-26-003-D SCI.PDF WFT-CEP-PER-PFD-PL-001 Sistema de Emergencia.pdf WFT-CEP-PER-PID-PL-001 Separacion.pdf WFT-CEP-PER-PID-PL-002 Tanques.pdf WFT-CEP-PER-PID-PL-003 Cargadero.pdf WFT-CEP-PER-PID-PL-004 Fosa de Quema.pdf
Memorial descriptivo o lógica narrativa del proceso.	✓	131-LA-17401-SPE-OPE-001-Z Filosofia de Operacion y Control.docx
Planos P&ID	✓	131-LA-17401-100-26-001-1_1-Z P&ID Pozos y Recoleccion de Crudo.bak 131-LA-17401-100-26-001-1_1-Z P&ID Pozos y Recoleccion de Crudo.dwg 131-LA-17401-100-26-002-1_1-Z P&ID Pozo Inyector.dwg 131-LA-17401-100-26-003-1_1-Z P&ID Primera Etapa Separacion.dwg 131-LA-17401-100-26-004-1_1-Z P&ID Segunda Etapa Separacion.dwg 131-LA-17401-100-26-005-1_2-Z P&ID Tratamiento de Agua-Procesos.dwg 131-LA-17401-100-26-005-2_2-Z P&ID Tratamiento de Agua-Servicios.dwg 131-LA-17401-100-26-006-1_2-Z P&ID Almacenamiento e Inyección de Agua.dwg 131-LA-17401-100-26-006-2_2-Z P&ID Inyeccion de Agua.dwg 131-LA-17401-100-26-007-1_1-Z P&ID Gas de Servicio.dwg 131-LA-17401-100-26-008-1_1-Z P&ID Sistema de Antorcha.dwg 131-LA-17401-200-26-001-1_1-Z P&ID Almacenamiento de Crudo.dwg 131-LA-17401-300-26-002-1_1-Z P&ID Aire Comprimido.dwg 131-LA-17401-300-26-003-1_1-Z P&ID Aguas Aceitosas.dwg 131-LA-17401-300-26-004-1_1-Z P&ID Aguas Pluviales.dwg 131-LA-17401-300-26-005-1_1-Z P&ID Drenaje Cerrado y TK Slop.dwg 131-LA-17401-300-26-006-1_2-Z P&ID SCI Procesos.dwg 131-LA-17401-300-26-006-2_2-Z P&ID SCI-Logica de Control.dwg 131-LA-17401-300-26-007-1_1-Z P&ID SCI
Análisis fisicoquímico del fluido	✗	No se pudo obtener en oficinas Colombia ni en campo un análisis químico del fluido.
Monitoreo con cupones	✗	El campo Los ángeles CEPSE PERÚ, no cuenta con monitoreo por cupones, no se pudo obtener en oficinas Colombia ni en campo un análisis químico del fluido.

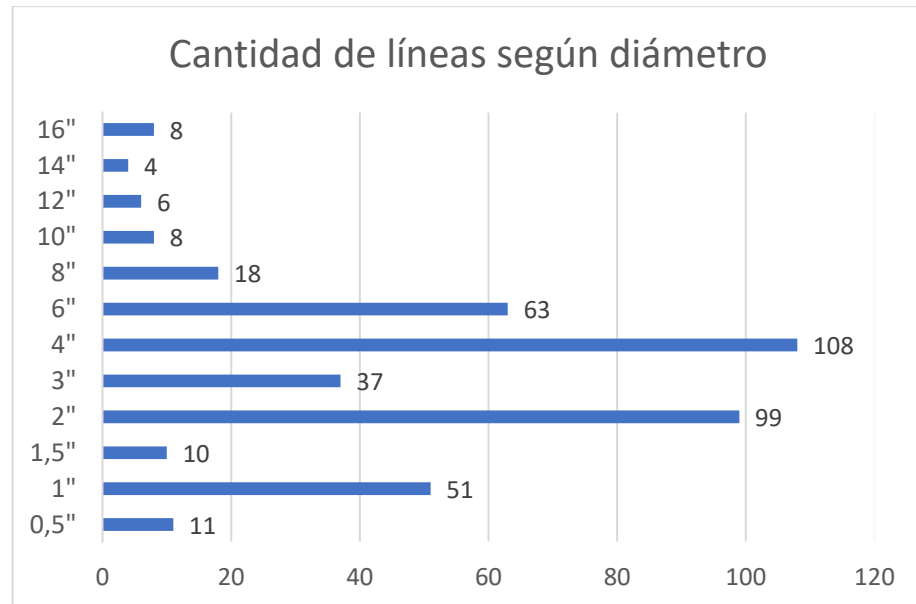
Nombre	INFORMACIÓN DISPONIBLE	Comentarios y/o documento asociado
Estudio de agresividad del suelo	✗	Se cuenta con el archivo documental de línea base AP-INT-PER-001. Línea base Los ángeles Cepsa Peru.doc donde se puede evidenciar mediciones de pH de suelo.
Dossier de diseño y construcción	✓	Se suministraron las siguientes carpetas con mas de 10MB COMISIONAMIENTO_ TK'S HISPANICA Dossier Dossier Netzsch HISPANICA PC Ingeniería Ingeniería SPC Hispanica
Informes Inspección mecánica de la planta	✓	1. Inventario Líneas de Proceso y datos de diseño.xlsx 2. Inspección visual líneas de proceso.xlsx 3. Inventario equipos Mayores y datos de diseño.xlsx 4. Inspección visual Equipos mayores.xlsx 5. medición de espesores Scan A Líneas de proceso.xlsx 6. medición de espesores Scan A Equipos Mayores.xlsx 7. Isométricas líneas de proceso 8. Ubicación medición de espesores equipos.docx 8. Ubicación medición de espesores equipos.pdf 9. Taxonomía SAP Los Angeles Perú Rev1.xlsx AP-INT-PER-001. Línea base Los angeles Cepsa Peru.doc Reporte inspección puntos de inyección TUV.
Informes de mantenimiento	✓	No se cuentan, pero la información se encuentra en los informes de última inspección
Costos operativos y de mantenimiento.	✓	Se establecieron los costos de acuerdo con las respuestas a un cuestionario enviado a CEPESA EN ANEXO 8.

- Validación de la información

Levantamiento línea base donde se validó y se actualizo el estado inicial de la planta y sus activos se realizó inspección visual a cada uno de las líneas y los equipos, y allí se actualizo la matriz de datos donde se obtuvo información necesaria como la siguiente.

- Aislamiento térmico, incluyendo el foil de aluminio
- Sistema de recubrimiento
- Soportes

- Identificación de la línea (tag)
- Deflexión excesiva
- Desalineamiento
- Vibración
- Contacto metal-metal
- Condiciones externas que puedan afectar la integridad
- Fugas
- Corrosión
- Pierna muerta
- Interfases Suelo-Aire



Gráfica 1 Discriminación de los diámetros proveniente de ingeniería. Fuente propia.

Para el caso de equipo estático, intercambiadores, vasijas y tanques. la información que se levantó en campo fue si posee y cuál es el estado de los siguientes ítems.

- Escaleras plataformas pasarelas.
- Fundaciones de concreto.
- Pernos de anclaje.
- Bases del equipo.
- Boquillas.
- Conexiones y puestas a tierra.
- Estado del recubrimiento.
- Estado del aislamiento.



Se realizó un recorrido de cada una de las líneas de proceso para trazar sus características geométricas y constructivas más importantes para el propósito de inspección como:

- Diámetros y longitudes
- Válvulas y sus ratings
- Puntos de enterramiento o traspaso de paredes y diques
- Equipos asociados
- Localizaciones de las mediciones de espesores (TMLs por sus iniciales en inglés)

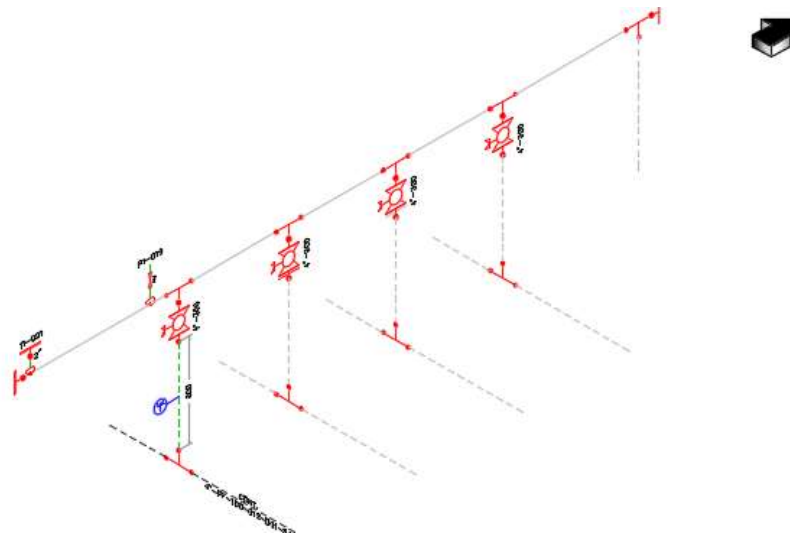


Ilustración 7 Isométrico. Fuente propia

Adicionalmente en los recorridos de campo se tomó información para los modelos de probabilidad para RBI principalmente para los mecanismos de daño CUI, fatiga mecánica y corrosión externa, para esto se diseñó una planilla donde se registra la información requerida por los modelos. Dentro de la información que se registra en la planilla se encuentra: si se tiene aislamiento, soportes, interfase suelo/aire, si existe vibración, severidad de la vibración.

- Análisis de información.

La segmentación se realizó de acuerdo con el alcance definido por ser únicamente los componentes con función de contención del fluido almacenado, procesado o transportado. Esta segmentación fue realizada con base en la documentación e información obtenida como P&ID'S, Lógicas narrativas, reportes de inspección anteriores, entre otros.

Tabla 4 Discriminación de equipos y líneas por sistema. Fuente propia.

Sistema	ATS (TANK)	BURIED PIPE	FILTER	FINFAN	PIPE	VESSEL	Total
Sistema Aire Comprimido	-	-	1	-	38	3	42
Sistema Almacenamiento de Crudo	6	-	-	-	11	-	17
Sistema Contra Incendio	-	8	-	-	27	1	36
Sistema de Carga a Cisterna	-	-	-	-	33	-	33
Sistema de Tratamiento de Agua de Producción	2	-	4	-	53	-	59
Sistema Deshidratación de crudo	-	-	-	1	83	5	89

Sistema	ATS (TANK)	BURIED PIPE	FILTER	FINFAN	PIPE	VESSEL	Total
Sistema Diesel	3	-	-	-	-	-	3
Sistema Drenajes	-	40	-	-	81	1	122
Sistema Gas de Proceso	-	-	1	-	30	2	33
Sistema Inyección de Agua Tratada	-	-	-	-	12	-	12
Sistema Inyección de Químico	-	-	-	-	11	-	11
Sistema Nitrógeno	-	-	-	-	5	4	9
Sistema Pozos de producción	-	2	-	-	9	-	11
Sistema Pozos inyección agua	-	-	-	-	1	-	1
Total general	11	50	6	1	394	16	478

- Revisión del historial de inspección

Se entregó información contenida en data report, planos del sistema y P&ID's. Además, documentación de las inspecciones realizadas a los activos evaluados; la cual fue analizada por parte del grupo experto en gestión de integridad y riesgos de APPLUS e INTECORP C&E, se categorizó cronológicamente el historial de las inspecciones documentadas dentro del archivo entregado y asociado dentro del software SINERGYPLANT® a los activos que habían sido inspeccionados en cada una de estas. Las inspecciones evidenciadas documentalmente se establecen la siguiente tabla.

Tabla 5 Historial inspecciones de activos. Fuente propia.

ACTIVO	FECHA	TIPO Y DESCRIPCIÓN DE LA INSPECCIÓN
ACTIVOS MAYORES	13/12/2018	Inspección externa: Se inspecciona por INSPECCIÓN VISUAL (VT)
	13/12/2018	Inspección externa: Se inspecciona por INSPECCIÓN ESPESORES POR ULTRASONIDO (UTWT)
TUBERÍAS DE PROCESO	15/12/2018	Inspección externa: Se inspecciona por INSPECCIÓN VISUAL (VT)
	15/12/2018	Inspección externa: Se inspecciona por INSPECCIÓN ESPESORES POR ULTRASONIDO (UTWT)
	13/11/2019	Inspección externa: Se inspecciona por INSPECCIÓN UTWT+SCANC+PAUT <u>puntos de inyección.</u>

6.2 SEGMENTACIÓN DE GRUPOS DE INVENTARIOS.

Antes de entrar en la tarea de la definición de los mecanismos de daños a los cuales están expuestos los equipos y componentes de la planta, de producción de crudo liviano se hizo una segmentación de los sistemas a partir de los planos P&IDs, de la lógica operacional, la filosofía de operación y los grupos de inventario compuesto por segmentos por válvulas automáticas ESVD/SDV. Ver la siguiente tabla.

Como resultados relevantes de la sistematización de las inspecciones anteriores para la estación; se pudo establecer que en el año 2018 se realizó una inspección

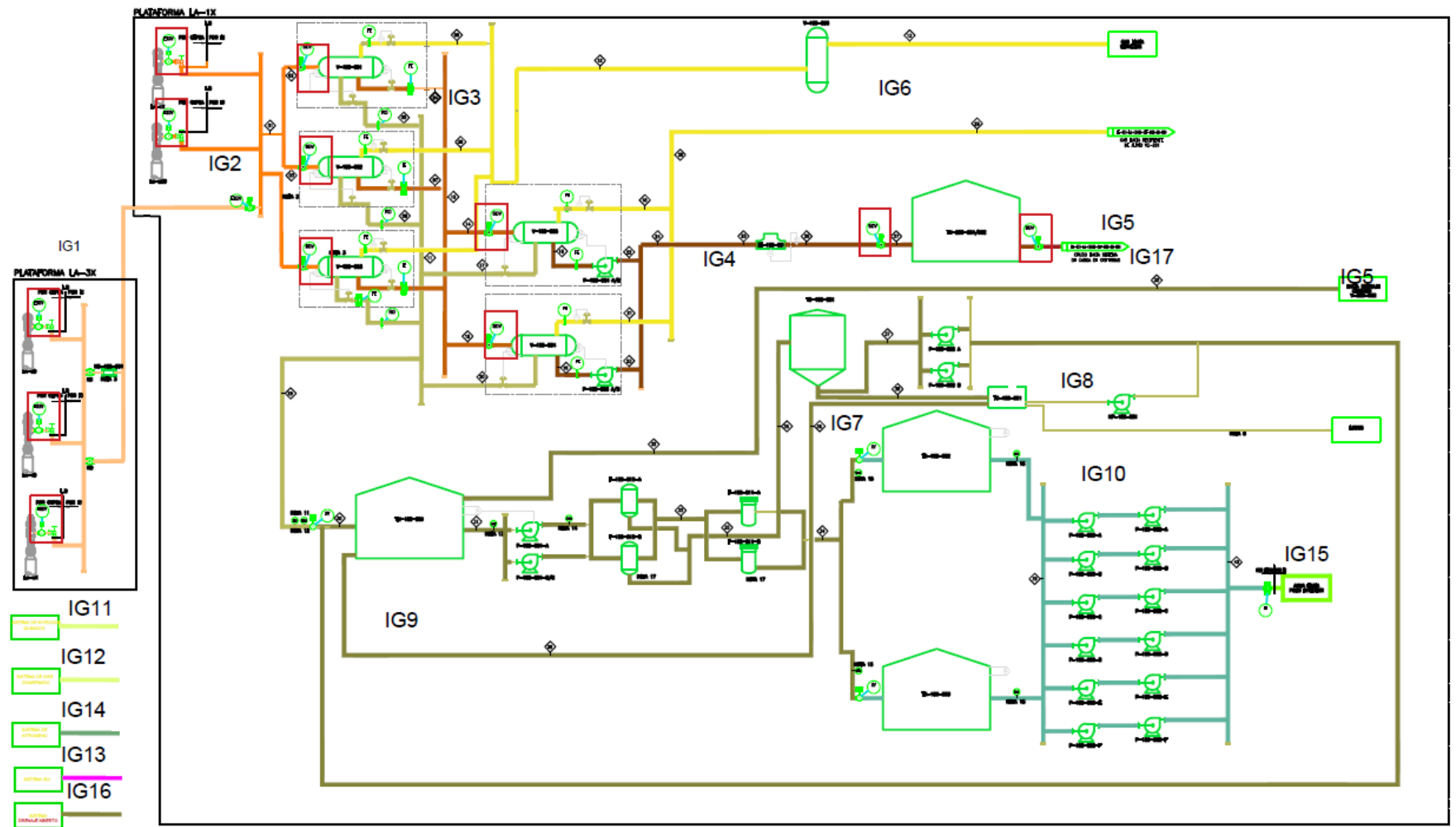
visual externa (VT) e inspección por ultrasonido de línea base a espesores (UTWT) en CMLs establecidos a líneas de proceso, recipientes a presión, filtros y tanques de almacenamiento. La inspección fue realizada por inspector calificado ASNT, por tanto, se considera “EFECTIVA”.

Se evidenció que se realizó una inspección en 2019 a los puntos de inyección que se calificó como “EFECTIVA” de acuerdo con la categorización de API 581. Algunas tuberías en donde solo se realizó la inspección visual, se estableció como categoría de inspección “POBRE” debido a la no aplicación de medición de la chapa metálica.

Tabla 6 Segmentación grupos de inventario. Fuente propia.

GRUPO DE INVENTARIO	GI	LIMITES SEGMENTO
Sistema Pozos de producción LA X3	IG 1	DESDE ESDV DE POZOS LA X3 HASTA SDV 100-106 DE MANIFOLD POZOS
Sistema Pozos de producción LAX 1	IG 2	DESDE ESDV DE POZOS LA X1Y ESDV 100-106 LA X3 HASTA SDVs DE SEPARACIÓN PRIMARIA
Sistema Deshidratación de crudo primario	IG 3	DESDE SEPARACIÓN PRIMARIA HASTA SECUNDARIA
Sistema Almacenamiento de Crudo	IG 4	DESDE SEPARACIÓN SECUNDARIA HASTA SECUNDARIA SDVs TKS DE ALMACENAMIENTO CRUDO
Sistema de Carga a Cisterna	IG 5	DESDE TKS DE ALMACENAMIENTO HASTA CARGA CISTERNAS
Sistema Gas de Proceso	IG 6	DESDE SEPARACIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y ALIVIOS HASTA GAS SERVICIOS Y TEA
Sistema Drenajes MANIFOLD	IG 7	DRENAJE CERRADO DESDE DRENAJE ACTIVOS HASTA ESDV ANTES DE SLOP 131-LA-V-300-002
Sistema Drenajes Tanque slop	IG 8	DESDE ESDV DE DRENAJES CERRADOS 131-LA-V-300-002 HASTA SUMINISTRO TECNITANQUES
Sistema de Tratamiento de Agua de Producción	IG 9	DESDE TUBERIAS AGUA PRODUCCIÓN HASTA TKS DE ALMACENAMIENTO DE AGUA TRATADA
Sistema Inyección de Agua Tratada	IG 10	DESDE TKS DE ALMACENAMIENTO DE AGUA TRATADA HASTA SISTEMA POZOS INYECCIÓN
Sistema Inyección de Químico	IG 11	DESDE SISTEMA QUIMICO CI HASTA TUBERÍAS
Sistema Aire Comprimido	IG 12	DESDE COMPRESORES HASTA BOMBAS Y VÁLVULAS NEUMATICAS
Sistema Contra Incendio	IG 13	DESDE BOMBAS SISTEMA CI HASTA MONITORES
Sistema Nitrógeno	IG 14	DESDE PAQUETE DE NITROGENO HASTA TANQUES TK Y TD
Sistema Pozos inyección agua	IG 15	DESDE AGUA TRATADA HASTA POZO DE INYECCIÓN AGUA
Drenaje abierto	IG 16	DESDE DRENAJE ACTIVOS HASTA TRAMPAS DE GRASA DRENAJE ABIERTO
Nuevo cargadero	IG 17	Desde válvula ESDV de bombas hasta carga cisternas

La segmentación se realizó de acuerdo con los planos del sistema y P&IDs, se establece como segmentos los grupos de inventario independientes y con componentes delimitados por las válvulas ESDVs establecidas en la lógica de control y operación. La segmentación se presenta a continuación, corresponde a los grupos de inventario y se puede evidenciar como se muestra en el siguiente esquema.



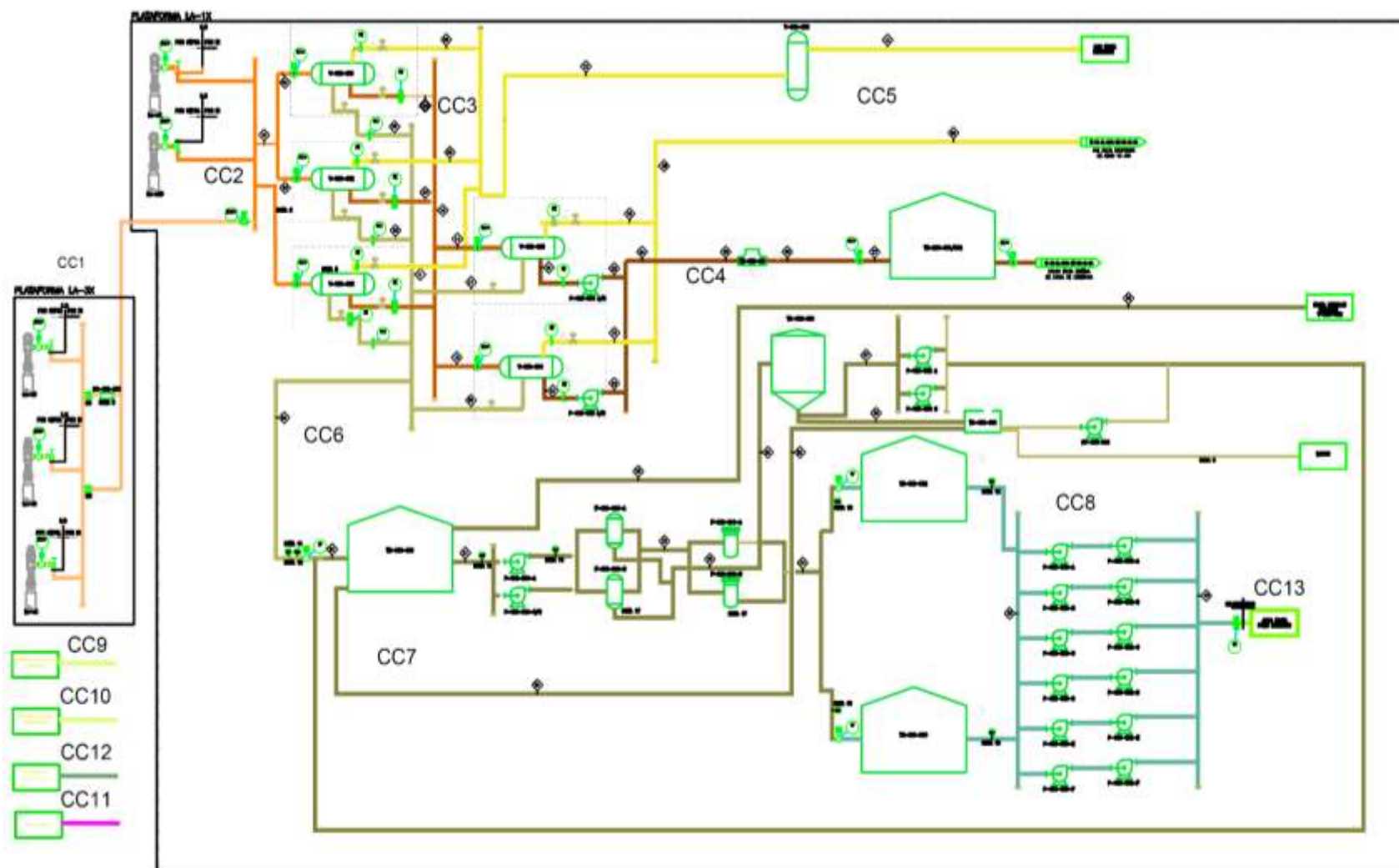
Esquema 1 segmentación grupos de inventarios. Fuente Propia

6.2.1 IDENTIFICACION DE LAZOS DE CORROSIÓN.

Se establecieron 13 lazos o circuitos de corrosión, discriminados así según el tipo de fluido y cambios en las corrientes de fluido, para este estudio de RBI no se evidenciaron velocidades de corrosión medidas por inspecciones anteriores, por pruebas de laboratorio o por medición directa como cupones o probetas. Se establecieron los siguientes circuitos o lazos de corrosión como podemos ver en la tabla 6, y descritos gráficamente en el esquema 2.

Tabla 7 Identificación circuitos de corrosión. Fuente propia

Circuito de corrosión	Descripción
CC1	CC Pozos de producción LA X3
CC2	CC Pozos de producción LAX 1
CC3	CC Deshidratación de crudo primario
CC4	CC Almacenamiento y carga por cisternas de Crudo
CC5	CC Gas de Proceso
CC6	CC Drenajes
CC7	CC de Tratamiento de Agua de Producción
CC8	CC Inyección de Agua Tratada
CC9	CC Inyección de Químico
CC10	CC Aire Comprimido
CC11	CC Contra Incendio
CC12	CC Nitrógeno
CC13	CC Pozos inyección de agua



Esquema 2 Descripción de lazos o circuitos de corrosión. Fuente propia.

6.2.2 IDENTIFICACIÓN DE MECANISMOS DE DAÑO.

La práctica recomendada API 571 sobre mecanismos de daño de equipos fijos en la industria de refinería y otras industrias se utilizó como una guía para el entendimiento de cada uno de los 66 mecanismos de daño identificados en la industria. Sin embargo, API 581 como practica recomendada ha desarrollado modelos para calcular el Factor de daño a 25 mecanismos de degradación listados a continuación, los cuales se han agrupado en 7 modos de daño:

- Adelgazamiento (Thinning)
- Daño en recubrimiento interno (Lining)
- Daño externo
- Corrosión bajo esfuerzos y corrosión (SCC)
- Ataque por hidrogeno a alta temperatura (HTHA)
- Fractura frágil (Brittle)
- Fatiga mecánica (solamente para tubería de procesos)

De los anteriores modos de daño, como resultado del análisis preliminar de RBI, se excluye analizar: daños en el recubrimiento interno (Linning) debido a que no se cuenta con evidencia de recubrimientos internos tipo linings en los activos evaluados, no se evidencia susceptibilidad a corrosión por SCC; teniendo en cuenta que no se reúnen los 3 factores para producir este mecanismo de daño.

Como conclusión de este análisis preliminar; de los 7 modos de daños listados antes, solamente son susceptibles de generarse en los equipos estáticos y líneas de proceso estudiados en el Campo, los asociados con adelgazamiento (interno y externo) y fatiga mecánica por vibración.

Del proceso de sistematización a toda la información recolectada durante el ejercicio, se establecieron los mecanismos de daño a los cuales pueden ser susceptibles los activos de la estación LOS ÁNGELES. Esta discriminación se realizó para establecer a cuáles mecanismos son susceptibles los sistemas de esta facilidad y a los cuales se evaluó posteriormente en la herramienta SINERGYPLANT® su probabilidad o susceptibilidad de falla en el análisis de RBI.

La discriminación se realizó de acuerdo con "Screening questions/criteria" de los parágrafos 5 al 20 de la parte 2 de API 581, con el fin de validar cada uno de los mecanismos de degradación susceptibles. Según API 581: "Las preguntas de detección "screening questions" se utilizan para determinar cuál de las secciones de los mecanismos de adelgazamiento se aplica (igual para todos los mecanismos de daño). Las preguntas de detección enumeradas en la Tabla 2.B.1.1 se utilizan para seleccionar el mecanismo de adelgazamiento aplicable ".

Se evidenció que solamente se es susceptible a adelgazamiento interno o thinning, pero no se tienen análisis de productos de corrosión para corroborar cual mecanismo de daño específico está asociado a este modo de daño:

Tabla 8 Screening adelgazamiento thinning. Fuente propia.

MECANISMO DE DAÑO		DESCRIPCIÓN			
Adelgazamiento (Thinning) por corrosión	Alcance	Esta forma de daño, se refiere a la pérdida o disminución del espesor del material de fabricación del equipo, por efecto de corrosión y/o erosión. El adelgazamiento puede presentarse de forma general y/o localizada.			
	Suposiciones Básicas	La probabilidad de falla es estimada examinando la posibilidad que la velocidad de adelgazamiento sea mayor que la esperada. La probabilidad de estas velocidades altas es determinada por la cantidad de inspección y el monitoreo que ha sido realizado.			
	Mecanismos de Daño	Corrosión por ácido Clorhídrico	NO	Corrosión por Ácido Fluorhídrico	NO
		Corrosión por alta temperatura en presencia de Sulfuros o Acido Nafténico	NO	Corrosión por Amina	NO
		Corrosión por Alta Temperatura H ₂ S/H ₂	NO	Corrosión por Aguas Amargas H ₂ S	NO
		Corrosión por Ácido Sulfúrico	NO	Oxidación a alta temperatura	NO
		Corrosión por CO ₂	NO	Corrosión por agua de enfriamiento	NO
				Analizar adelgazamiento por norma.	SI

Se pudo establecer que los activos de la facilidad son, además, susceptibles a mecanismo de degradación por daño externo o corrosión externa atmosférica para tuberías aéreas y activos mayores y susceptibles a corrosión por suelo en tuberías enterradas, en los cuales se evidenció en el reporte de inspección de 2018.

Además, se pudo discriminar como potenciales mecanismos de daño tener presente la corrosión atmosférica por los hallazgos en inspección con una susceptibilidad baja debido al estado del recubrimiento.

De acuerdo con el informe de inspección externa de 2018, se descartan los siguientes mecanismos de daño, debido a que no es probable ni se es susceptible a corrosión bajo aislamiento térmico (CUI por sus siglas en ingles) y/o corrosión bajo fireproofing (CUF por sus siglas en ingles) en componentes ferríticos. No es susceptible porque el 100% de las líneas de proceso y activo mayores no tienen aislamiento térmico.

Tabla 9 Screening Daños externos fuente Propia.

MECANISMO DE DAÑO		DESCRIPCIÓN	
Daños externos.	Alcance	Esta forma de daño, se refiere a la pérdida o disminución del espesor del material de fabricación del equipo, por efecto de corrosión o por daño externo. El adelgazamiento puede presentarse de forma general y/o localizada.	
	Suposiciones Básicas	Dentro de esta categoría se encuentran las formas de daño por acción mecánica tales como de corrosión externa, corrosión bajo aislamiento y agrietamiento externo por corrosión bajo esfuerzo con aislamiento.	
	Mecanismos de Daño	Las formas de daño que se analizan son las siguientes:	
		Corrosión externa	SI
		Corrosión bajo aislamiento.	NO
		CUI-CL agrietamiento por corrosión por esfuerzos Corrosión bajo aislamiento.	NO
CUI-CL-SCC agrietamiento por corrosión por esfuerzos Corrosión bajo aislamiento.	NO		

6.3 CALCULO DE PROBABILIDAD Y CONSECUENCIA DE FALLA PARA LOS ACTIVOS DE LA ESTACION DE PRODUCCION DE CRUDO.

El cálculo del riesgo en RBI comprende la determinación de la probabilidad o susceptibilidad de falla combinada con la consecuencia de falla; el análisis de la susceptibilidad de falla inicia con una etapa de revisión y análisis de la información de integridad del activo (diseño, inspección, monitoreo, histórico de fallas, entre otros). Las causas de las fallas de los componentes y la revisión cuidadosa de la información permiten identificar cuáles han sido los principales mecanismos de daño que afectan los sistemas de las facilidades o plantas.

En esta monografía en la implementación de metodología de RBI se analizarán únicamente los mecanismos de daño a los cuales es susceptible cada sistema y lazo de corrosión dentro del análisis de mecanismos de degradación del Proceso de producción de crudo liviano, fue realizado empleando la metodología de “Screening questions (criteria)” de la practica recomendada de inspección basada en riesgo – API RP 581.

Por otra parte, se han evaluado los impactos que pueda ocasionar la perdida de contención del fluido transportado o almacenado; con base en los costos económicos de la recuperación del fluido, en la cantidad de inventario que se dejan de transportar, almacenar o de vender, la cantidad de inventario de fluido que se liberarían en una falla, afectación a terceros y demás intangibles que afectarían a la operación. Estos valores fueron entregados por personal operativo.

6.3.1 CALUCULO DE PROBABILIDAD.

El cálculo de probabilidad se realizó a los componentes dentro del alcance de la parte 2 de API RP 581 de manera cuantitativa con el software SINERGY PLANT® y los mecanismos de daño a los cuales se determinó que eran susceptibles los activos. La probabilidad de falla se determinó usando la ecuación 1 de acuerdo con lo establecido por API RP 581:

$$Pof = gff * FMS * Df \quad (Eq. 1)$$

En donde, gff es la frecuencia genérica de falla de API 581, Df: es el factor de daño calculado FMS: es el factor de gerenciamiento.

- Factor de gerenciamiento.

(FMS en la ecuación 1), es un factor que ajusta las frecuencias de falla genéricas de los activos de acuerdo con la adecuada gestión de los diferentes sistemas de gestión de integridad y de seguridad de procesos. Este factor se califica de acuerdo con el resultado de una evaluación que consiste en encuestar al personal gerencial, de seguridad de procesos, HSE, cadena de abastecimiento, integridad, entre otras áreas. En este taller de encuestas participó personal de Operaciones, mantenimiento y HSE del campo. El cuestionario realizado corresponde a 103 preguntas concisas establecidas en API 581 anexo 2.A, para evaluar los sistemas de gestión de la unidad de operación instalada o que afectan el riesgo de la facilidad o planta basado en los siguientes tópicos:

- Liderazgo y administración.
- Información de seguridad de procesos.
- Análisis de peligros en proceso.
- Manejo del cambio.
- Procedimientos operativos.
- Prácticas de trabajo seguro.
- Entrenamiento.
- Integridad mecánica.
- Revisión de seguridad pre-arranque.
- Respuesta a emergencias.
- Investigación de incidentes.
- Contratistas.
- Evaluación del sistema de gerenciamiento.

El puntaje máximo obtenido con el total de cumplimiento del cuestionario es 1000 pts. La fracción de puntaje obtenido es el dato de entrada para calcular el FMS las ecuaciones 2 y 3:

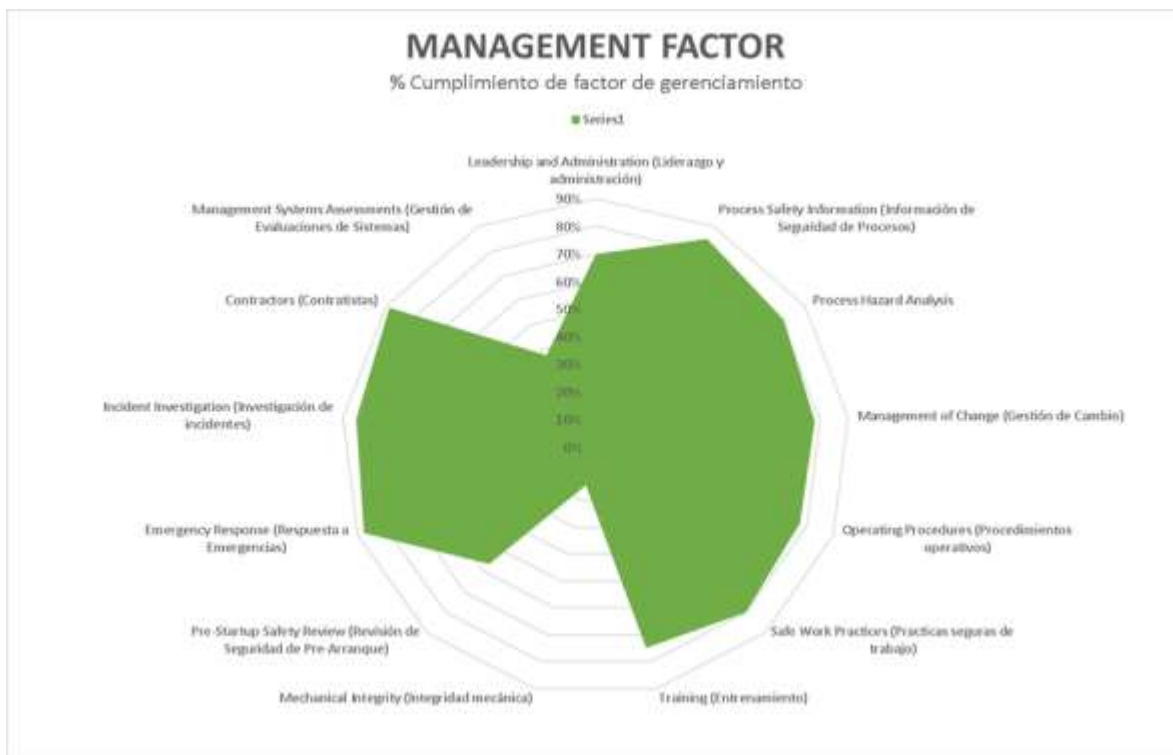
$$Pscore = \frac{Score}{1000} * 100\% \quad (Eq. 2)$$

$$FMS = 10^{(-0.02 * Pscore + 1)} \quad (Eq. 3)$$

Se realizaron las encuestas a personal de diferentes disciplinas en campo. En donde las respuestas fueron realizadas y direccionadas el score o puntuación es responsabilidad exclusivamente de los encuestados. En la siguiente tabla se presenta el resultado del cálculo del factor de gerenciamiento.

Tabla 10 Score factor de gerenciamiento. Fuente propia

Pscore	FMS
692,5	(0.41) 69.25%



Gráfica 3 Factor de gerenciamiento. Fuente propia.

De lo anterior, se puede concluir que la estación de producción de crudo liviano debido a que es un campo nuevo y que se está en una etapa inicial de implementación de los sistemas de gestión, de acuerdo con la maduración del sistema, se debe ir implementando los planes que permitan mejorar el liderazgo y conocimiento del personal en campo de las políticas de seguridad de procesos e integridad, evaluaciones de estos sistemas de gestión, implementación de los planes de inspección y programas del sistema de gestión de integridad y revisión de seguridad de pre arranque de los sistemas o activos dentro de este campo.

6.3.2 CALCULO DE CONSECUENCIAS.

El cálculo de consecuencias por ser fluidos conocidos industrialmente y reconocidos por API dentro de su listado genérico en la tabla 4.1 de API RP581, se evaluó de acuerdo con el nivel 1 de consecuencias de la parte 3 de esta práctica recomendada. En donde se determina para el escenario de fuga continua e instantánea las consecuencias cuantitativas con la herramienta SINERGY PLANT® para daños a equipos y afectación a personas basadas en:

- Área de Consecuencias inflamables y explosión.
- Área de Consecuencias toxicas
- Área de Consecuencias no toxicas ni inflamables
- Consecuencias financieras.

Las consecuencias financieras estarán dependientes de las áreas calculadas y de factores como:

- Consecuencia financiera de daño a componentes del activo.
- Consecuencia financiera de daño a activos vecinos
- Consecuencia financiera de perdida de producción
- Consecuencia financiera de daño a personas o fatalidad
- Consecuencia financiera de limpieza ambiental (No aplica en este caso gases insolubles en agua).

6.3.3 RESULTADO DEL ANALISIS DEL RIESGO.

Como resultados de riesgo relevantes, los activos evaluados para de la facilidad, se pudo establecer que no existen activos evaluados de ningún sistema que se encuentren en niveles de riesgo intolerables según los criterios de la matriz de riesgo suministrada por la operación. La gran mayoría de activos (96%) se encuentra en nivel BAJO (B) el 3% en nivel MEDIO-BAJO (MB) y como niveles de importancia (solamente el 1%) se encuentran 5 activos en nivel de riesgo Medio (M): El activo 131-LA-TR-21-01, 131-LA-TR-21-02, 131-LA-TR-21-03, 131-LA-FK-300-001 y 131-4-PF-100-003-D01-SA.

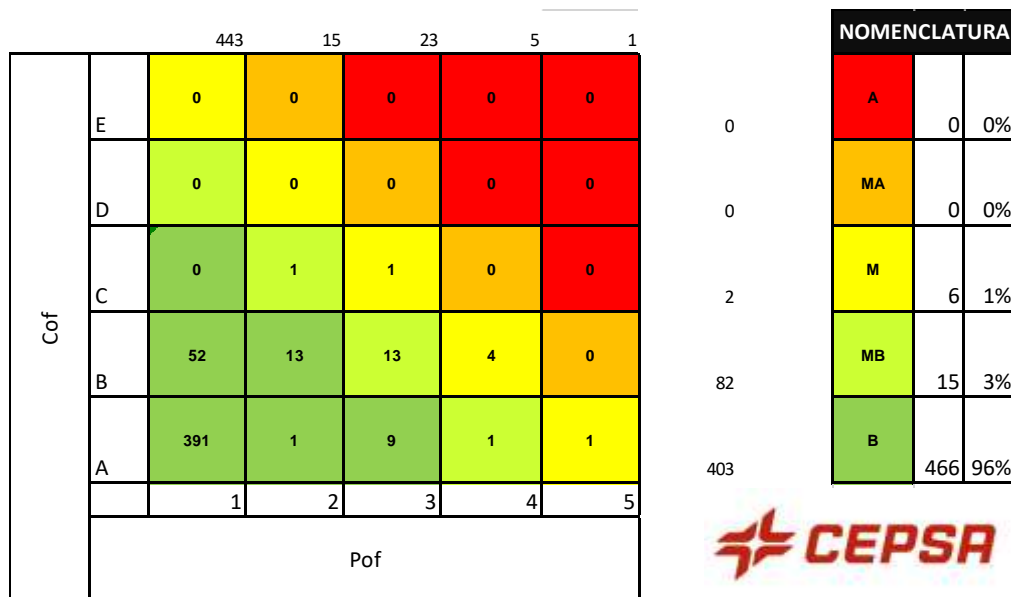
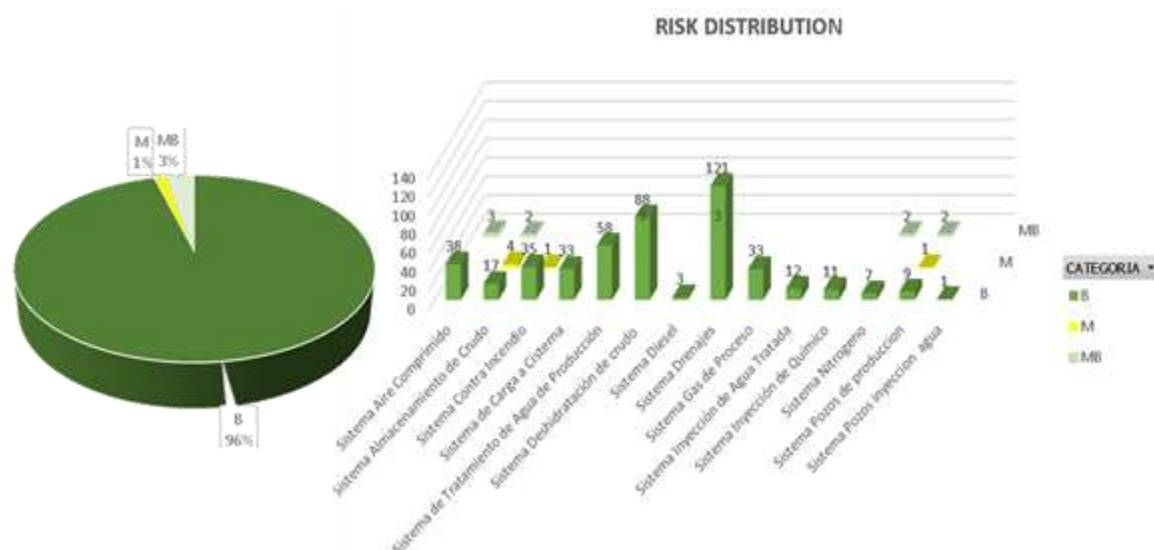


Ilustración 8 Matriz de riesgo. Fuente propia.

Análisis: Como se evidencia en las graficas 3, de la facilidad, el 96% de los activos presentan riesgo despreciable o BAJO (B), correspondiente a un nivel de susceptibilidad de falla de 1,2 y 3 y consecuencia 1,2 y 3. El 3% (15) de los activos presentan un riesgo MEDIO BAJO (MB), corresponde a un nivel de susceptibilidad de falla de 3 en su mayoría (MEDIA) y consecuencia de 2 (BAJA) debido a la cantidad de masa a liberar en caso de pérdida de contención. El 1% de los activos presentan un riesgo MEDIO (M), corresponde a un nivel de susceptibilidad de falla de 3, 4 y 5 (tanques de almacenamiento fuera de servicio y nivel 5 la línea asociada a LA-1X) (MEDIA y ALTA) y consecuencia de 2 (BAJA) debido a la cantidad de masa a liberar en caso de pérdida de contención. A continuación, se presenta la distribución del riesgo:



Gráfica 4 Distribución de riesgo por sistemas. Fuente propia

6.3.4 SUCEPTIBILIDAD O PROBABILIDAD DE FALLA.

A continuación, se presentan el Top 10 de los activos con mayor probabilidad de falla, de acuerdo con la relación edad, espesor medido y la degradación del material.

Tabla 11 Top 10 de activos con mayor probabilidad de falla. Fuente propia.

Nombre	Tipo	Categoría Riesgo	Factor de Daño	PoF (Categoría)
131-4-PF-100-003-D01-SA	Tubería (Pipe)	M	1267.42	5
131-LA-TR-21-01	Fondo Tanque (AST Floor)	M	533.1	4
131-LA-TR-21-02	Fondo Tanque (AST Floor)	M	533.1	4

Nombre	Tipo	Categoría Riesgo	Factor de Daño	PoF (Categoría)
131-LA-TR-21-03	Fondo Tanque (AST Floor)	M	533.1	4
131-LA-MS-300-002	Recipiente (Drum)	MB	458.621	4
131-LA-F-100-011-A	Filtro (Filter)	MB	333.066	4
131-LA-TC-100-001	Fondo Tanque (AST Floor)	MB	82.8	3
131-LA-MS-300-001-OKS-616382	Recipiente (Drum)	MB	77.2473	3
131-LA-V-300-003	Fondo Tanque (AST Floor)	MB	75.6	3
131-LA-V-300-004	Fondo Tanque (AST Floor)	MB	75.6	3

A continuación, se presentan el Top 10 de los activos con mayor consecuencia por pérdida de contención, teniendo en cuenta la cantidad de personal en el área, impacto a otros activos e impacto al negocio y la reducción en consecuencias asociada a sus barreras de aislamiento, contención y mitigación:

Tabla 12 Top 10 de activos con mayor consecuencia de falla. Fuente propia

Nombre	Tipo	Categoría de Riesgo	CoF Costo (USD)	CoF (Categoría)
131-LA-FK-300-001	Fondo Tanque (AST Floor)	M	446257	C
131-LA-TD-100-001	Fondo Tanque (AST Floor)	MB	120773	C
131-LA-V-300-004	Fondo Tanque (AST Floor)	MB	96499.5	B
131-LA-TA-300-302	Fondo Tanque (AST Floor)	MB	96499.5	B
131-LA-TR-21-03	Fondo Tanque (AST Floor)	M	84852.6	B
131-LA-V-300-003	Fondo Tanque (AST Floor)	MB	45456.4	B
131-LA-TC-100-001	Fondo Tanque (AST Floor)	MB	44857.3	B
131-LA-TK-200-001	Fondo Tanque (AST Floor)	MB	38156.3	B
131-LA-TR-21-01	Fondo Tanque (AST Floor)	M	30072.1	B
131-LA-TR-21-02	Fondo Tanque (AST Floor)	M	30072.1	B

Del análisis de la anterior tabla se puede deducir que el riesgo de falla total actual por año asciende a los USD 2836218/año sin el plan de inspección.

Del análisis de la anterior tabla se puede concluir que el riesgo de falla total futuro por año asciende para el top 10 de los activos con mayor riesgo; es decir, el riesgo actual de estos 10 activos equivale a USD 34048.637/año y que realizando la proyección a futuro (2025) el riesgo futuro equivale a los USD 291231.94/año, sin tener en cuenta la ejecución del plan de inspección, es decir, se multiplica por aproximadamente 9 veces cada año.

Realizando el cálculo de retorno a la inversión o al beneficio según el costo de riesgo se estima un ROI de 9.2 para el plan propuesto.

Tabla 13 Comparación top de costo de riesgo actual vs costo de riesgo a futuro. Fuente propia

Nombre	Tipo	Unidad de proceso	Riesgo (USD/Año) Actual Cuantitativo	Riesgo (USD/Año) Futuro Cuantitativo
131-LA-TR-21-03 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	13441	54293.4
131-LA-FK-300-001 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	5171,38	65676.6
131-LA-TR-21-01 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	4763,53	19241.8
131-LA-TR-21-02 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	4763,53	19241.8
131-LA-V-300-004 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Diesel	2167,72	47096.4
131-LA-TA-300-302 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Diesel	1238,7	22571.8
131-LA-TC-100-FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema de Tratamiento de Agua de Producción	1103,62	24471.6
131-LA-V-300-003 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Diesel	1021,11	22184.9
131-LA-TK-200-001 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	238,091	3782.24
131-LA-TD-100-001 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema de Tratamiento de Agua de Producción	139,956	12671.4

Con el fin de establecer el beneficio que se obtendría al implementar el plan de inspección recomendado en el presente estudio, en términos de la disminución del nivel de riesgo, se llevó a cabo una proyección del riesgo futuro (Año 2025) con inspección y sin inspección, tal como se aprecia en la anterior tabla. El estudio RBI registra que el riesgo actual de los activos evaluados es de USD 2836218.39. La proyección del riesgo indica que, si no se implementa el plan de inspección, el riesgo futuro se incrementaría en USD \$3,748,383.82; Por otra parte, al implementar el plan de inspección mecánica, el riesgo futuro se disminuiría a USD 1771017.106, lo que representa una disminución de USD 1.9MM con respecto al riesgo actual y que

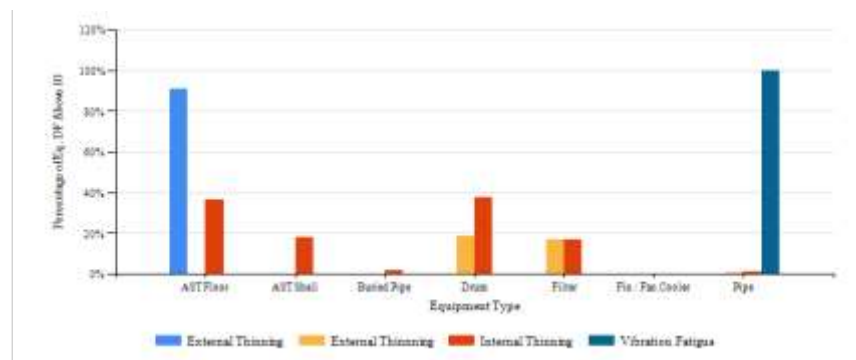
tiene una relación de retorno del beneficio de la inspección aproximadamente de 9,2.

$$\text{Risk Benefit Ratio} = \frac{\Delta \text{Risk (Total Cost)} \left[\frac{\text{USD}}{\text{yr}} \right]}{\text{Insp. Cost} \left[\frac{\text{USD}}{\text{yr}} \right]} = \frac{2836218.396 - 1771017.106}{115714} = 9,20$$

6.3.5 MECANISMO DE DAÑO PREDOMINANTE.

El mecanismo predominante en el desgaste de la facilidad específicamente en los sistemas de almacenamiento de crudo y de agua de inyección, es la corrosión externa en el fondo de los tanques de almacenamiento, por no contar con protección catódica lo que incrementa la susceptibilidad a corrosión por suelo. Con unas velocidades de corrosión calculadas por software Synergi Plant® de aproximadamente entre 5 y 6 mpy.

La susceptibilidad a corrosión interna (adelgazamiento) para la facilidad es baja y se evidencia susceptibilidad a fatiga mecánica en tuberías por vibración en algunas tuberías asociadas a activos rotativos.



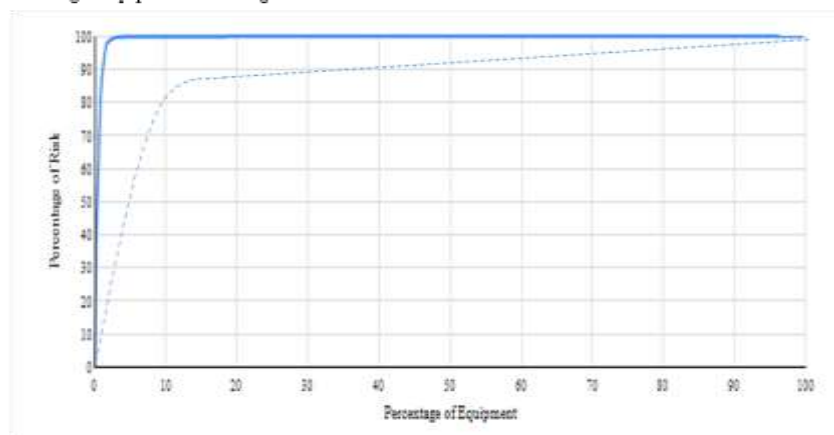
Gráfica 5 Porcentaje de activos con factor de daño superior a 10 por tipo de activo Fuente propia.

Los mecanismos de daño que categorizan la facilidad con un riesgo máximo en nivel de MEDIO (M), corresponden a adelgazamiento y daño externo por corrosión externa en fondos de tanques sin sistema de protección catódica.

6.3.6 FACTORES DE RIESGO.

La distribución del riesgo general de los activos de la facilidad está relacionado a los tanques de almacenamiento, específicamente en los fondos de estos teniendo en cuenta que la mayoría de estos no cuentan con protección catódica ni barrera de contención RBP pero que se encuentra en un porcentaje mayor en riesgo bajo superior a la curva estándar de Pareto (80-20).

Percentage of Equipment Vs Percentage of Risk



Gráfica 6 Diagrama de Pareto del nivel de riesgo de la estación vs diagrama genérico Fuente propia.

De lo anterior, se puede concluir que los activos evaluados dentro del RBI del campo Los Angeles, concentran la mayor cantidad de activos en riesgo bajo (96%) y solamente se concentra en el restante 4% los niveles más altos de riesgo de categoría Medio (M) y como se observa en la siguiente tabla del top de equipos que conforman el 20% del riesgo.

Tabla 14 Activos que conforman el 20% del nivel de riesgo total del campo Fuente propia

Nombre	Tipo activo	Unidad de proceso	Riesgo (USD/Año)	Contribución	Generador de riesgo
131-LA-TR-21-03 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	13441	38,90%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-FK-300-001 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	5171,38	14,97%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-TR-21-01 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	4763,53	13,79%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-TR-21-02 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	4763,53	13,79%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-V-300-004 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Diesel	2167,72	6,27%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-TA-300-302 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Diesel	1238,7	3,58%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-TC-100- FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema de Tratamiento de Agua de Producción	1103,62	3,19%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-V-300-003 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Diesel	1021,11	2,96%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-TK-200-001 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	238,091	0,69%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-TD-100-001 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema de Tratamiento de Agua de Producción	139,956	0,41%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-4-PF-100-003-D01-SA	Tubería (Pipe)	Sistema Pozos de produccion	114,82	0,33%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-TK-200-002 FLOOR	Fondo Tanque (AST Floor)	Sistema Almacenamiento de Crudo	103,051	0,30%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-MS-300-002	Recipiente (Drum)	Sistema Contra Incendio	81,6797	0,24%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-TR-21-03 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema Almacenamiento de Crudo	32,6486	0,09%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-MS-300-001-OKS-616382	Recipiente (Drum)	Sistema Nitrogeno	11,1236	0,03%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)

Nombre	Tipo activo	Unidad de proceso	Riesgo (USD/Año)	Contribución	Generador de riesgo
131-LA-F-100-011-A	Filtro (Filter)	Sistema de Tratamiento de Agua de Producción	10,9569	0,03%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-MS-300-001-OKS-615648	Recipiente (Drum)	Sistema Nitrogeno	8,38223	0,02%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-TR-21-01 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema Almacenamiento de Crudo	7,51422	0,02%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-LA-TK-200-002 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema Almacenamiento de Crudo	7,1435	0,02%	Corrosión Lado Suelo (Soil Side Corrosion)
131-4-PF-100-001-D01-SA	Tubería Enterrada (Buried Pipe)	Sistema Pozos de produccion	5,6691	0,02%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-4-PF-100-004-D01-SA	Tubería Enterrada (Buried Pipe)	Sistema Pozos de produccion	3,7055	0,01%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-MS-300-003 A	Recipiente (Drum)	sistema Aire Comprimido	2,81277	0,01%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-MS-300-003 B	Recipiente (Drum)	sistema Aire Comprimido	2,81277	0,01%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-V-300-005	Recipiente (Drum)	sistema Aire Comprimido	2,54909	0,01%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-TK-200-001 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema Almacenamiento de Crudo	2,17301	0,01%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-4-WI-100-272-H01-SA	Tubería (Pipe)	Sistema Inyección de Agua Tratada	1,07836	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-4-WI-100-275-H01-SA	Tubería (Pipe)	Sistema Inyección de Agua Tratada	0,993104	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-V-100-002	Recipiente (Drum)	Sistema Deshidratación de crudo	0,946536	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-4-WI-100-278-H01-SA	Tubería (Pipe)	Sistema Inyección de Agua Tratada	0,934476	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-6-PO-200-011-B01-SA	Tubería (Pipe)	Sistema de Carga a Cisterna	0,834231	0,00%	Fatiga por Vibración (Vibration Fatigue)
131-6-PO-200-006-B01-SA	Tubería (Pipe)	Sistema de Carga a Cisterna	0,833775	0,00%	Fatiga por Vibración (Vibration Fatigue)
131-6-PO-200-005-B01-SA	Tubería (Pipe)	Sistema de Carga a Cisterna	0,832906	0,00%	Fatiga por Vibración (Vibration Fatigue)
131-6-PO-200-010-B01-SA	Tubería (Pipe)	Sistema de Carga a Cisterna	0,83246	0,00%	Fatiga por Vibración (Vibration Fatigue)
131-6-FW-300-743-B13-SA	Tubería Enterrada (Buried Pipe)	Sistema Contra Incendio	0,801215	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-V-100-001	Recipiente (Drum)	Sistema Deshidratación de crudo	0,730751	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-6-FW-300-720-B13-SA	Tubería Enterrada (Buried Pipe)	Sistema Contra Incendio	0,589195	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-MS-300-001-KASPER-A16030222001	Recipiente (Drum)	Sistema Nitrogeno	0,522309	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-TR-21-02 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema Almacenamiento de Crudo	0,501166	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-V-100-003	Recipiente (Drum)	Sistema Deshidratación de crudo	0,407297	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-HE-100-001	Intercambiador (Fin / Fan Cooler)	Sistema Deshidratación de crudo	0,302152	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-TC-100-001 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema de Tratamiento de Agua de Producción	0,284742	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-V-300-004 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema Diesel	0,267622	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-4-UW-300-400-B03-SA	Tubería Enterrada (Buried Pipe)	Sistema Contra Incendio	0,249465	0,00%	Adelgazamiento Externo (External Thinning)

Nombre	Tipo activo	Unidad de proceso	Riesgo (USD/Año)	Contribución	Generador de riesgo
131-4-UW-300-401-B03-SA	Tubería Enterrada (Buried Pipe)	Sistema Contra Incendio	0,248901	0,00%	Adelgazamiento Externo (External Thinning)
131-8-FW-300-710-B13-SA	Tubería Enterrada (Buried Pipe)	Sistema Contra Incendio	0,247746	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-MS-300-001-KASPER-A16030222002	Recipiente (Drum)	Sistema Nitrogeno	0,235465	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-V-300-003 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema Diesel	0,216326	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-8-FW-300-700-B13-SA	Tubería Enterrada (Buried Pipe)	Sistema Contra Incendio	0,214885	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-FK-300-001 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema Almacenamiento de Crudo	0,177795	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-8-FW-300-706-B13-SA	Tubería Enterrada (Buried Pipe)	Sistema Contra Incendio	0,173379	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-V-300-001	Recipiente (Drum)	Sistema Gas de Proceso	0,153197	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-TD-100-001 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema de Tratamiento de Agua de Producción	0,147557	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-V-100-005	Recipiente (Drum)	Sistema Deshidratación de crudo	0,138638	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-V-100-006	Filtro (Filter)	Sistema Gas de Proceso	0,134139	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-TA-300-302 SHELL	Cuerpo Tanque (AST Shell)	Sistema Diesel	0,127239	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-V-100-004	Recipiente (Drum)	Sistema Deshidratación de crudo	0,121126	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)
131-LA-FS-300-004	Recipiente (Drum)	Sistema Gas de Proceso	0,109933	0,00%	Adelgazamiento Interno (Internal Thinning)

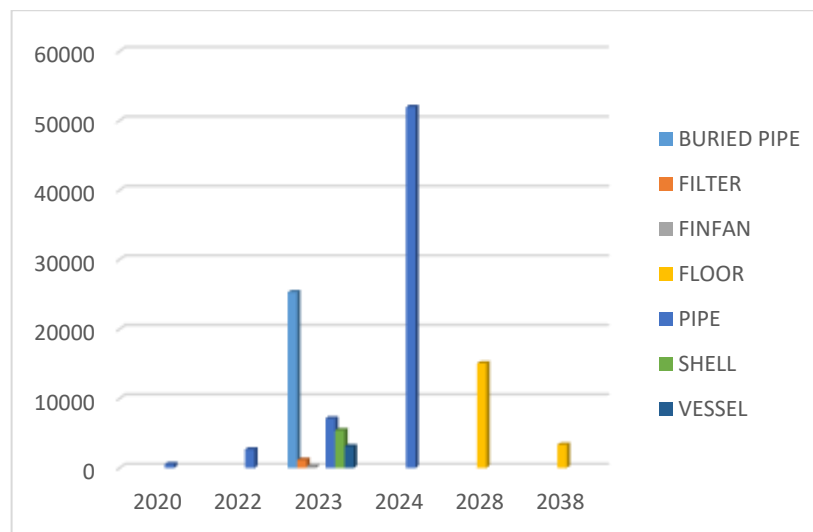
6.4 PLAN DE INSPECCION

Los planes de inspección se tomaron de acuerdo con las fechas máximas establecidas en los códigos de inspección (API 570, API 510 y API 653) y teniendo en cuenta que, aunque para muchos activos el riesgo es bajo no se tienen datos de velocidades de corrosión. En este sentido, se propone 5 años para inspección externa en recipientes a presión y filtros, 5 años para tuberías de proceso excepto puntos de inyección a 3 años y 10 años para tanques de almacenamiento sumando 5 años por existencia de protección catódica y 5 más por RBP, todo tomado desde la última inspección con medición de espesores o desde la fecha de instalación del activo en caso de no tener esta medición de chapa metálica.



Gráfica 7 Distribución del plan de inspección para activos de la estación. Fuente propia

De la anterior gráfica, se puede observar que la mayor cantidad de actividades de inspección se concentran en el año 2024 con un costo en USD de aproximadamente 52.000 (este costo equivale solamente al costo de la actividad de inspección). Como se muestra a continuación, en la distribución del costo de inspección se puede concluir que en el año 2023 (36% costo de inspección) y 2024 (42% del costo de inspección) se concentra más del 78% del total del costo de inspección, según el programa propuesto.



Gráfica 8 Distribución del costo del programa de inspección basada en riesgo propuesto. Fuente propia

A continuación, se presenta el costo del plan de inspección propuesto para los activos evaluados en el estudio RBI.

Tabla 15 Distribución del costo del programa de inspección basada en riesgo propuesto. Fuente Propia

Etiquetas de fila	Trimestre 1 (USD)	Trimestre 2 (USD)	Trimestre 4 (USD)	Costo total (USD)
2020				
Marzo	523.5945455			523.5945455
2022				
Noviembre			2660.015758	2660.015758
2023				
Mayo		33557.38091		33557.38091
Diciembre			8638.470303	8638.470303
2024				
Diciembre			51948.54303	51948.54303
2028				
Mayo		15043.28182		15043.28182
2038				
Mayo		3342.951515		3342.951515
Total general	523.5945455	51943.61424	63247.02909	115714.2379

7 CONCLUSIONES

- Los equipos que presenta mayor riesgo son los fondos de los tanques, debido a que no se tiene una velocidad de corrosión medida y nunca se han sacado de servicio para realizar una inspección intrusiva además de que la mayoría no cuentan un sistema de protección catódica.
- El activo de mayor probabilidad es la línea 131-4-PF-100-003-D01-SA” asociada a pozo 1X teniendo en cuenta el 75% de pérdida de espesor evidenciada en la última inspección de puntos de inyección en diciembre de 2019 y no se cuenta a la fecha evidencia de reparación o cambio de este segmento de tubería.
- Al tener en cuenta la alta susceptibilidad a corrosión externa e interna en los datos de entrada de este estudio RBI se encontró que los ítems del sistema de pozos de producción y almacenamiento de crudo tienen un aporte importante de la probabilidad de falla.
- No se contemplaron dentro del presente estudio RBI, los activos de materiales diferentes al metal como los tanques de agua de sistema de tratamiento de agua ni tuberías de HDPE.
- Los segmentos de tubería con puntos de inyección de químicos presentan un riesgo bajo, pero una probabilidad de falla alta como el asociado a la línea LA-1X, debido a que presenta evidencias de corrosión interna severa en los puntos de inyección atribuida a la dosificación de producto químico ácido. Actualmente los materiales necesarios para instalar puntos de inyección con quil.
- El activo de mayor probabilidad de falla es la línea 131-4-PF-100-003-D01-SA” asociada a pozo 1X teniendo en cuenta el 75% de pérdida de espesor evidenciada en la última inspección de puntos de inyección en diciembre de 2019 y no se cuenta a la fecha con evidencia de reparación o cambio de este segmento de la línea.
- Al tener en cuenta la alta susceptibilidad a corrosión externa e interna en los datos de entrada de este estudio RBI se encontró que los ítems del sistema de pozos de producción y almacenamiento de crudo tienen un aporte importante de la probabilidad de falla.
- Los activos con mayor consecuencia de falla son: el tanque Slop 131-LA-FK-300-001, teniendo en cuenta la cantidad de fluido almacenamiento posible y su ubicación en la facilidad, donde se puede afectar a otros activos importantes en el proceso de separación y al personal en operación. Por otro lado, El filtro de gas 131-LA-F-100-011-A, con una probabilidad de falla media (M), categoría 3 y teniendo en cuenta la cantidad de almacenamiento posible gas y el fluido contenido que podría fugar y afectar a otros activos y personal de operaciones.
- El 59% de los riesgos evaluados están concentrados en los sistemas de Deshidratación de crudo, Gas de Proceso y Contra Incendio.

- La proyección del riesgo indica que, si no se implementa el plan de inspección de activos mayores y líneas de proceso, el riesgo futuro se incrementaría en USD 3,4 MM; Por otra parte, al implementar el plan de inspección mecánica, el riesgo futuro se disminuiría a USD 1.7MM aproximadamente, lo que representa una disminución de USD 1.9MM con respecto al riesgo actual.

8 BIBLIOGRAFIA.

- [1] T. Edition, "Risk-based Inspection," no. February, 2016.
- [2] P. Hernandez-Arango, "Inspección basada en riesgo: generalidades y un caso práctico," *INDISA line*, no. 111, p. 5, 2012, [Online]. Available: [http://www.indisa.com/indisaonline/anteriores/Indisa On line 111-INSPECCION BASADA EN RIESGO GENERALIDADES Y UN CASO PRÁCTICO.pdf](http://www.indisa.com/indisaonline/anteriores/Indisa%20On%20line%20111-INSPECCION%20BASADA%20EN%20RIESGO%20GENERALIDADES%20Y%20UN%20CASO%20PRÁCTICO.pdf).
- [3] B. En, E. L. Riesgo, P. L. A. Gcb, D. Alexander, and D. Herrera, "CONFORME A LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN," 2006.
- [4] S. Edition, "Inspection Practices for Piping System Components Inspection Practices for Piping System Components," *Api Recomm. Pract.*, no. November, 1998.
- [5] D. Gauna *et al.*, "Trabajo De Ensayos No Destructivos," 2012, [Online]. Available: <https://chirinossilvaroger.files.wordpress.com/2012/05/trabajo-de-ensayos-no-destructivos.pdf>.
- [6] J. D. Dobis and D. N. French, "Damage mechanisms affecting fixed equipment in the fossil electric power industry," *Weld. Res. Counc. Bull.*, no. 490, 2004.
- [7] N. T. 1486 Colombiana, "Norma técnica colombiana 1486 documentación, presentación de tesis, y otros trabajos de de investigación," *NTC*, 2016.
- [8] W. H. Gregg, "Addendum 1.," *William Gregg's Civ. War*, no. April 2016, pp. 80–82, 2019, doi: 10.2307/j.ctvfxv9p0.8.
- [9] F. Edition, "Tank Inspection , Repair , Alteration , and Reconstruction," *Am. Pet. Institutes 653, Third Ed.*, no. April, 2001.
- [10] T. API, "API 570, Piping Inspection Code : In-service Inspection , Rating , Repair , and Alteration of Piping Systems," no. November 2009, 2010.
- [11] F. Edition, "Line Pipe," no. April, 2018.
- [12] M. Estudiante, "Sus Instructores del CIP Nivel 1," 2014.